ISSN 0185-3899

# Ingeniería Petrolera

DICIEMBRE 2014, VOL. 54, NUM. 12

www.aipmac.org.mx/web/revista

Ingeniería Petrolera

Órgano de Divulgación Técnica e Información de la
Asociación de Ingenieros Petroleros de México A.C.
Vol. 54 No. 12 DICIEMBRE DE 2014
www.aipmac.org.mx/web/revista

# Contenido

682 **Editorial**

683-690 **Compensación del efecto de anomalías someras en datos de aguas profundas del Golfo de México con tomografía y migración Q**
*Ibrahim Zoukaneri*
*Paola Godínez*
*Andrés Peña*
*Otila Mayes Mellado*
*José Rodolfo Rocha Ruiz*

691-708 **Análisis integrado para identificar y prevenir el daño causado por la formación de salmueras de terminación: una aplicación en campos de Colombia**
*Manuel Guillermo Jaimes Plata*
*R.D. Castillo*
*A. Villar*
*M. A. Escobar*
*R. Dorado*

709-723 **Optimización del movimiento de equipos de perforación y reparación de pozos considerando riesgos**
*Eduardo Poblano Romero*
*Juan Manuel Hernández Espinosa*

724-738 **Prueba piloto de inyección de gas en el campo Abkatun Centro: reactivación de un yacimiento naturalmente fracturado maduro mediante un proceso de doble desplazamiento**
*Sergio García Reyes*
*Pamela Maldonado Alonso*
*Alfredo León García*
*Oswaldo Quijada Galdona*

Foto de portada:
Sonda de Campeche
Foto cortesía de Pemex

INGENIERÍA PETROLERA.- Publicación mensual de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México A.C., Av. Melchor Ocampo 193 Torre "A" Piso 12. Col. Verónica Anzures C.P. 11300, México D.F., Tels: 5260 2244 y 5260 7458. Solicitada la Autorización como Correspondencia de Segunda Clase de Administración de Correos núm. 1 de México D.F. Distribuido por la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, A.C. Publicación editada e impresa por **4AM FOR ADVERTISING AND MARKETING S.A. DE C.V.**, Enrique J. Palacios No. 108, Col. Prado Ermita, C.P. 03590, Del. Benito Juárez, México D.F., Tels: 5601 7571 y 55 3211 6077. Edición: 1000 ejemplares. Certificado de licitud de título núm. 8336 y Certificado de licitud contenido núm. 5866 ante la Comisión Calificadora de Publicaciones y Revistas Ilustradas. Certificado de reserva de Derechos al Uso Exclusivo núm. 003322 ante la Dirección General del Derecho de Autor. Toda la correspondencia debe dirigirse a la Asociación de Ingenieros Petroleros de México A.C. EL CONTENIDO DE LOS ARTÍCULOS TÉCNICOS ES RESPONSABILIDAD DEL AUTOR. ISSN 0185-3899. Revista Indizada en LATINDEX y PERIÓDICA.

## Directiva Nacional
## 2014-2016

| | |
|---|---|
| Presidente | M. en I. Félix Alvarado Arellano |
| Vicepresidente | Ing. Alfonso Carlos Rosales Rivera |
| Secretario | Ing. Rodolfo Morado González |
| Tesorero | M. en I. Raúl Peña Herrera |
| Coordinador Nacional de Ayuda Mutua | Ing. Jesús Ruiz Bustos |
| Coordinador Nacional de Fondo de Retiro | M. en I. Ramiro Rodríguez Campos |
| Director de la Comisión de Estudios | Ing. José Guadalupe Galicia Barrios |
| Director de la Comisión Editorial | M. en I. Plácido Gerardo Reyes Reza |
| Director de la Comisión Legislativa | Dr. Néstor Martínez Romero |
| Director de la Comisión de Membresía | Ing. Lauro Jesús González González |

## Consejo Nacional de Honor y Justicia

M. en I. Carlos Rasso Zamora
Ing. Javier Hinojosa Puebla
M. en C. Javier Chávez Morales
M. en I. Adán E. Oviedo Pérez
M. en I. José Luis Fong Aguilar

## Presidentes Delegacionales

### Delegación Ciudad del Carmen

Ing. José Del Carmen Pérez Damas

### Delegación Coatzacoalcos

M I. Eleuterio Oscar Jiménez Bueno

### Delegación Comalcalco

Ing. Rafael Pérez Herrera

### Delegación México

Ing. Luis Francisco Sánchez León

### Delegación Monterrey

Ing. Carlos Miller Farfán

### Delegación Poza Rica

Ing. Luis Lauro De La Garza Saldívar

### Delegación Reynosa

Ing. José Adalberto Ríos Espit

### Delegación Tampico

Ing. Jorge Alberto Hernández Cantú

### Delegación Veracruz

Ing. Juan Echavarría Sánchez

### Delegación Villahermosa

Ing. Jorge Rodríguez Collado

## Revista Ingeniería Petrolera

**Director Editorial** M. en I. Plácido Gerardo Reyes Reza
**Coordinación Editorial** Laura Hernández Rosas email: lhernandezr@aipmac.org.mx

## Consejo Editorial


**Roberto Aguilera**
University of Calgary

**Víctor Hugo Arana Ortiz**
Petróleos Mexicanos

**Jorge Alberto Arévalo Villagrán**
Petróleos Mexicanos

**José Luis Bashbush Bauza**
Schlumberger

**Thomas A. Blasingame**
Texas A&M University

**Rodolfo Gabriel Camacho Velázquez**
Petróleos Mexicanos

**Héber Cinco Ley**
Universidad Nacional Autónoma de México

**Yuri Valerievich Fairuzov**
Universidad Nacional Autónoma de México

**Faustino Fuentes Nucamendi**
Petróleos Mexicanos

**Néstor Martínez Romero**
Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.

**Michael Prats**
Consultor EUA

**Edgar R. Rangel Germán**
Comisión Nacional de Hidrocarburos

**Fernando J. Rodríguez de la Garza**
Petróleos Mexicanos

**Fernando Samaniego Verduzco**
Universidad Nacional Autónoma de México

**Francisco Sánchez Sesma**
Universidad Nacional Autónoma de México

**César Suárez Arriaga**
Universidad Michoacana de San Nicolás Hidalgo

**César Treviño Treviño**
Universidad Nacional Autónoma de México

**Jaime Urrutia Fucugauchi**
Universidad Nacional Autónoma de México

**Surendra Pal Verma Jaiswal**
Universidad Nacional Autónoma de México

**Lic. Eva Myriam Soroa Zaragoza**
Consultora Editorial*

**Lic. Franco Vázquez**
Asistencia técnica

*Asesoría durante el proceso de revitalización de la revista *Ingeniería Petrolera*

# Editorial

Cuando este número de la revista *Ingeniería Petrolera* de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, A. C., esté al alcance de los asociados, llegaremos a la conclusión de un año más de actividades, tanto profesionales como gremiales; siempre que se cierra un ciclo, por rutina o por asociación natural, surge la idea de hacer un balance lo más íntimo y objetivo posible con el fin de valorar los logros obtenidos y reflexionar sobre los proyectos pendientes por realizar, con el fin de estar en posibilidad de saber acerca de los avances o retrocesos alcanzados en todos los ámbitos de nuestra existencia, y si los acontecimientos permiten anticipar cuál será la tendencia que predomine en lo porvenir.

Entre los muchos temas que reclaman nuestra profunda reflexión destaca el relacionado con los cambios que se están gestando en la industria petrolera nacional, los cuales llevan a romper con aquellos cánones establecidos que, en cierta forma, han limitado su desarrollo y crecimiento. De la mano de los mencionados, vendrán cambios propios en la Asociación, por la estrecha relación que existe entre la industria y nuestra asociación gremial, creada –en 1958– para apoyar con firmeza y entusiasmo a la sociedad mexicana, a Petróleos Mexicanos, y a los demás entes que conforman la industria petrolera en México.

La situación actual del mundo y de nuestro país refleja un fenómeno dual: por un lado vemos distintos logros del ingenio humano, como el encontrar un cometa a unos 600 millones de km de distancia de la Tierra y hacer descender en él un módulo que lo acompañará en su acercamiento al Sol, y por el otro, somos testigos de la lamentable pérdida de valores en la sociedad moderna. Parecería que el ser humano estuviera irremediablemente condenado a alcanzar las cimas más altas de la bondad y la creatividad, acompañado de los horrores que generan la impunidad, la corrupción y el vicio.

Es por ello que la AIPM debe estar a la vanguardia y comprometida, con el fin de que su contribución en el sector energético sea apreciada y reconocida por propios y extraños. Es indispensable que nuestra Asociación se convierta en el referente ético que dé vida a su lema de Fraternidad y Superación.

El momento es hoy, no hay tiempo que perder: las generaciones anteriores atestiguan nuestro desempeño, y las generaciones venideras serán jueces de nuestros resultados.

Esforcémonos porque nuestra Asociación tenga la presencia que le es propia en el ámbito nacional e internacional, tenemos capacidad para ello; evitemos caer en complacencias o conductas mediocres. Estamos preparados para seguir apoyando a México y a Petróleos Mexicanos, así que a partir del año 2015: ¡hagamos de nuestro compromiso una realidad!

***Fraternidad y Superación***

# Compensación del efecto de anomalías someras en datos de aguas profundas del Golfo de México con tomografía y migración Q

*Ibrahim Zoukaneri*
*Paola Godínez*
*Andrés Peña*
***CGG***
*Otila Mayes Mellado*
*José Rodolfo Rocha Ruiz*
***Pemex Exploración Producción***

**Información del artículo: Recibido: junio de 2014-aceptado: diciembre de 2014**

## Resumen

Los medios viscoacústicos, tipo lentes de gas someros y/o hidratos de gas atenúan las ondas sísmicas causando disminución de la amplitud y atenuación de frecuencias, resultando a su vez en cambios de fase de la señal y limitando el análisis de atributos de física de rocas: porosidad, permeabilidad e indicadores de AVO. Para resolver ese problema CGG desarrolló recientemente un algoritmo robusto basado sobre una inversión tomografía Q. La inversión considera dos pasos importantes: estimar los tiempos disipativos a partir de los cambios espectrales del dato, y luego integrar esos tiempos en una malla tomográfica basada sobre trazado de rayos para obtener un modelo volumétrico del factor Q.

La técnica presentada en ese trabajo aborda en primera instancia la construcción del modelo Q de *background* y en segundo lugar el modelo Q residual, la suma de ambos modelos permite obtener un modelo total de Q del medio disipativo.

La aplicación de la compensación con la QPSDM se probó en datos del Golfo de México resultando ser una solución muy eficiente para compensar los efectos de las anomalías someras observadas en el área sin comprometer el análisis de AVO.

**Palabras clave:** Anomalías someras, aguas profundas, Golfo de México, tomografía, migración Q.

# Compensation of shallow anomalies effects in deep water of GOM using Q tomography and Q migration

## Abstract

When the seismic waves propagate in a viscoelastic medium, such as gas cloud and hydrates, it suffer from an amplitude attenuation, the frequency loss and phase distortion; as consequence the analysis of the rock properties such as porosity, permeability and AVO is limited. To overcome this issue CGG has developed a robust algorithm based on the Q tomography inversion. The inversion include two key steps: the first step is to estimate a dissipative time from the spectral changes of the data, and the second step is to integrate the dissipative time in a tomographic grid where the Q is accumulated along ray path, and as result a 3D volume of Q is obtained.

This paper presents the construction of the background Q and residual Q to obtain a total Q model. The application of our method to the shallow gas anomalies in deep water of Gulf of Mexico, shows its efficiency to recover the amplitude and phase of the deep reflectors bellow the gas clouds without compromise the AVO analysis.

**Keywords:** Shallow anomalies, deep water, tomography, migration.

## Introducción

La propagación de ondas sísmicas a través de medios viscoelásticos está afectada por el problema de atenuación caracterizado por la pérdida de amplitudes, de frecuencia y modificación de la fase. Ese fenómeno es más evidente con la presencia de anomalías de gas someras en datos marinos de aguas profundas del Golfo de México.

En la **Figura 1** se muestra una sección migrada en profundidad donde la atenuación es causada por la anomalía somera de gas/hidrato. Se observa que las estructuras geológicas debajo de la anomalía sufren una degradación de la resolución y pérdida de amplitud. Esto evidencia el límite del uso de procesamiento sísmico convencional para la generación de una correcta imagen sísmica y consecuentemente, dificultando los procesos posteriores de inversión sísmica y análisis de AVO en los niveles estratigráficos de interés subyacentes a las anomalías sísmicas someras. Como consecuencia se dificulta la interpretación y caracterización de yacimientos.

La metodología QPSDM ha demostrado ser una herramienta robusta para superar eficientemente el problema. En los recientes años, CGG desarrolló algoritmos de estimativa del factor Q basado sobre métodos de inversión tomográfica con trazado de rayos (Xie et al., 2009). Una vez determinado el modelo de Q, la compensación del efecto es realizada durante el proceso de migración en profundidad donde las distorsiones de fase, disminución de amplitud y frecuencias son compensadas usando trazado de rayos. (Xin and Hung, 2009).

La atenuación puede ser dividida en dos partes importantes, la atenuación intrínseca debido a absorción de medios viscoelásticos tales como gas/hidrato, y la atenuación aparente debido a pérdida de energía en las interfaces del medio geológico. El factor Q relacionado al primer tipo de atenuación es conocida como Q residual y el último como Q *background* o aparente. La suma de ambos produce el Q total o Q efectivo.

$$\frac{1}{q(total)} = \frac{1}{q(residual)} + \frac{1}{q(background)}$$

Una compensación eficiente del efecto de atenuación depende entonces de la habilidad para estimar directamente el Q efectivo o los componentes del Q total. En ese trabajo mostramos la metodología para estimar cada uno de los componentes para creación del modelo de Q total.

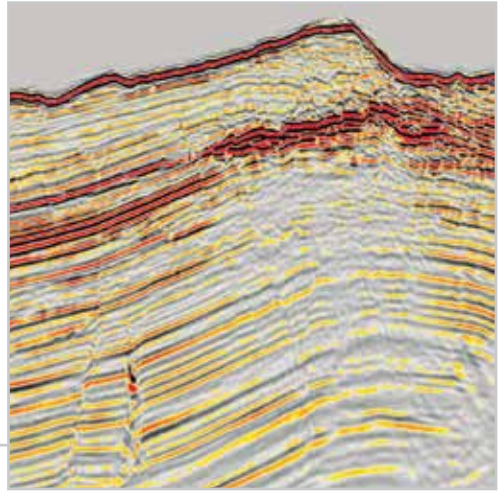


**Figura 1.** PSDM de una sección sísmica mostrando atenuación por anomalía somera.

## Metodología

### Estimación del modelo de Q *background*

En un medio visco elástico la absorción afecta el contenido de frecuencias, las frecuencias más altas sufren mayor y más rápida atenuación que las frecuencias bajas. El método propuesto para estimar el Q *background* está basado en la medición del cambio de frecuencia a lo largo del trayecto del rayo sísmico. Considerando una onda emitida desde la fuente sísmica con cierta frecuencia, esa onda se trasmite a través del medio disipativo y llega al objetivo, luego será registrada en la superficie con una frecuencia diferente, resultado de la atenuación sufrida en la trayectoria de los rayos. Esta variación de frecuencia de la onda de la fuente y receptor puede ser relacionada al tiempo disipativo (Quan and Harry, 1997). Una vez estimado el tiempo disipativo de cada trayectoria del rayo, el factor de atenuación puede ser estimada utilizando el método de inversión de tipo tomográfica:

$$\mathbf{Fm=a} \quad (1)$$

Donde, **a** es el vector de tiempos disipativos**, F** es la matriz que contiene los rayos y el modelo de velocidad, **m** es el vector del factor Q. La ecuación (1) es resuelta por algoritmos de optimización por ejemplo el método de conjugado gradiente.

### Estimación del modelo de Q residual

La estimación de Q residual es hecha a partir de la variación de amplitudes sobre un horizonte de referencia. La **Figura 2** resume el proceso donde se muestra un cubo de un plano de offset a cierta frecuencia. Asumiendo que se ha picado un horizonte apropiadamente escogido, un mapa de razón de amplitudes puede ser estimado utilizando la parte no afectada como amplitud de referencia.

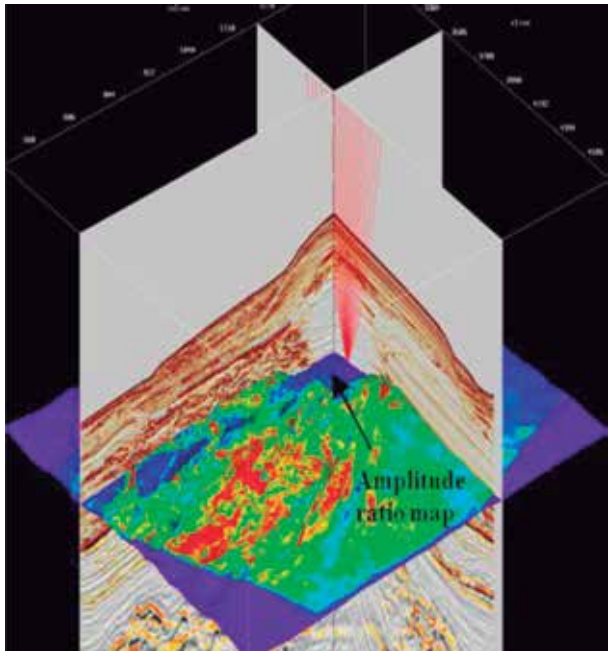



**Figura 2.** Esquema de la tomografía Q utilizando la razón de amplitudes.

Posteriormente, a partir del trazado de rayos, el efecto de la atenuación puede ser acumulado a lo largo de la trayectoria de los rayos desde el horizonte hacia la superficie. Repitiendo el proceso para otros planos de offset y a diferentes bandas de frecuencias, el modelo de Q residual puede ser estimado a través de la inversión tomográfica utilizando la ecuación (1). En ese caso el vector **a** contiene la razón de amplitudes.

La escogencia de las bandas de frecuencias es de suma importancia en el proceso. Esas bandas de frecuencias deben caracterizar mejor las anomalías observadas, además la forma geométrica de los cuerpos anómalos puede servir para ser incluida como información a priori para la inversión. Para lograr ese objetivo, se hace uso de una descomposición espectral de alta resolución (Ibrahim and Porsani, 2013) a fin de caracterizar el contenido de frecuencia, así como obtener la forma geometría de los cuerpos anómalos.

### Compensación

Una vez obtenido el volumen de Q total, es decir, la suma de los modelos Q *background* Q residual, los efectos de atenuación de amplitud como también de pérdida de frecuencia y distorsión de fase son mitigados a través de la migración QPSDM; durante ese proceso un operador anti-disipativo es generado usando el modelo Q, y la compensación es hecha durante la propagación de la onda para así restaurar la respuesta sísmica, (Xie et al, 2009).

El uso de un operador anti-disipativo durante la QPSDM es equivalente a tratar el modelo de velocidad como un número complejo que es función de Q. Por otro lado, la anisotropía como resultado de la propiedad de roca puede ser fácilmente incorporada en el modelo de velocidad, por lo que nuestro método es capaz de compensar por los efectos de atenuación y simultáneamente tomar en consideración la anisotropía, lo que resulta en una mejor iluminación y un posicionamiento correcto de los reflectores del subsuelo. Tanto el modelo de velocidad como de Q son actualizados iterativamente durante el proceso.

## Resultados

Las **Figuras 3-a), b), c)** muestran los modelos de Q, así como la suma de Q total. En las **Figuras 4-a), b), c)**, se muestran los resultados de la QPSDM. A través de la aplicación del proceso de tomografía Q y QPSDM, las amplitudes, frecuencias y fase de los datos, afectadas por la anomalía fueron significativamente compensadas mejorando la continuidad estructural y la resolución de la imagen al corregir simultáneamente la fase y recuperar el contenido de frecuencias.

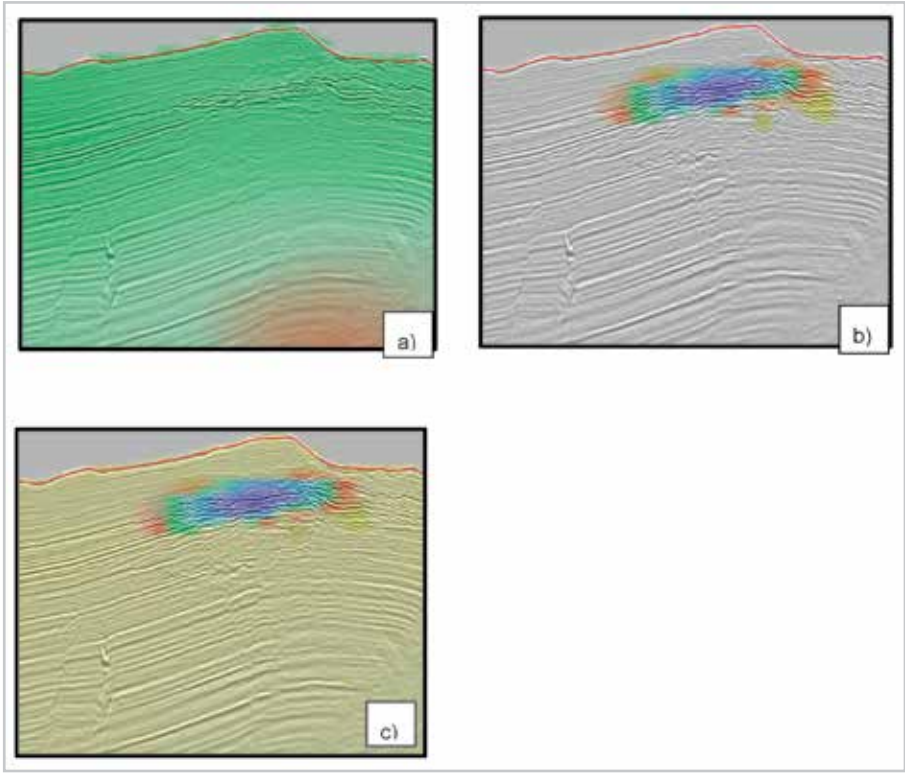



**Figura 3.** Modelos de a) Q *background*, b) Q residual y c) Q total.

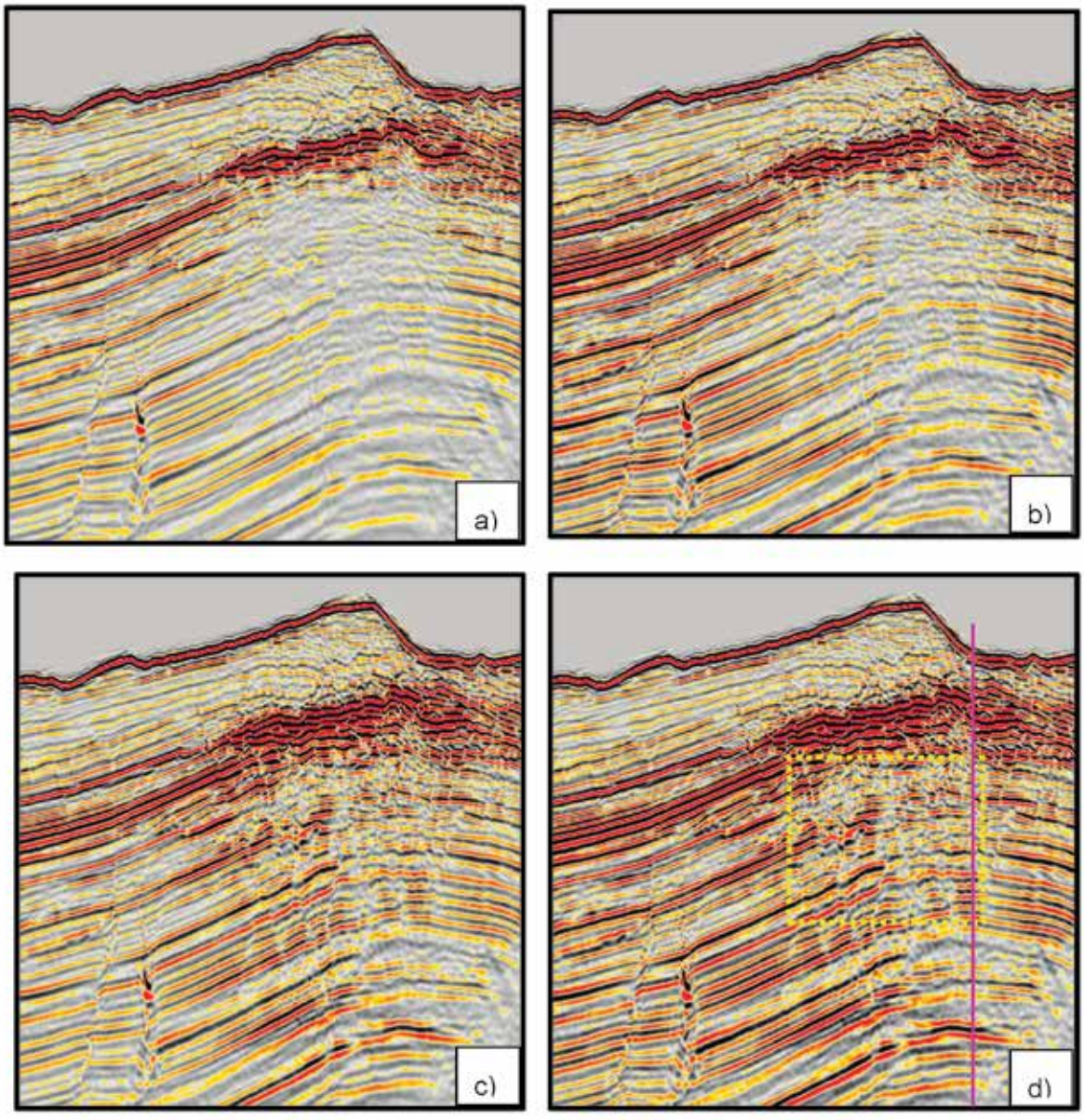



**Figura 4.** Compensación con QPSDM utilizando a) el modelo de Q *background*, b) el modelo de Q residual, y c) el modelo de Q total.

En la **Figura 5-a)** y **b)**, se observa la restauración de la fase y la recuperación de las frecuencias.

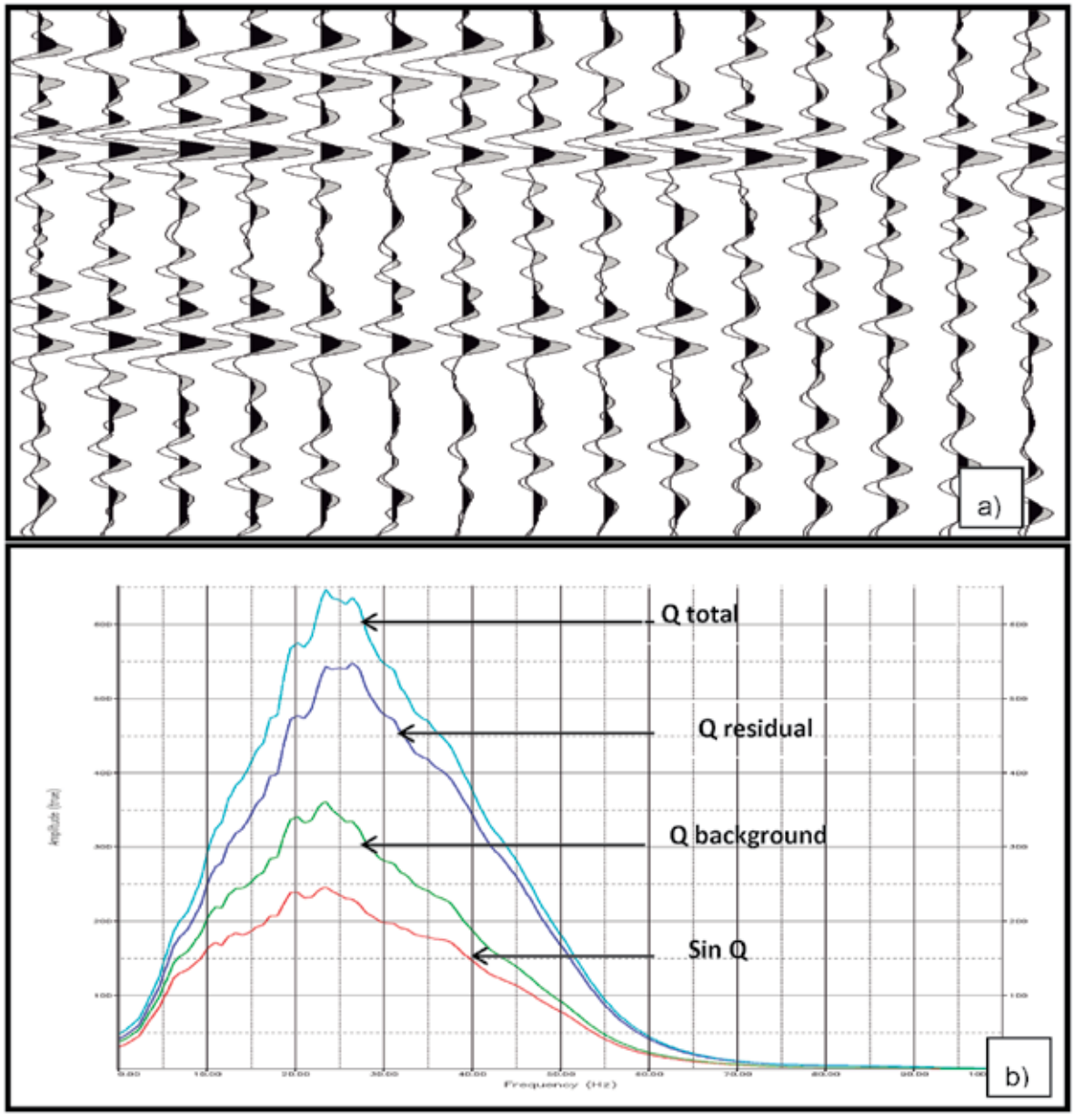



**Figura 5.** a) Display de la sismica antes (en color negro) y después de QPSDM
b) Espectros de amplitudes sin Q y con diferentes modelos de Q.

## Análisis de AVO

Una pregunta que puede hacerse es, cuál sería el efecto de la compensación Q sobre la respuesta AVO? Para responder a esa pregunta, fue escogido un *gather* en una zona de interés en datos PSTM correspondiente al dato compensado anteriormente. El análisis de AVO fue realizado en un evento ubicado al tiempo t=4.9 s.

Para analizar el efecto de la QPSDM el mismo *gather* fue escogido en datos de PSDM y QPSDM respectivamente, **Figura 6-b) y c),** la ubicación del *gather* está indicada en la **Figura 4 –D**).

Los *gathers* fueron escalados en tiempo para facilitar la comparación con la respuesta del dato PSTM.

Podemos observar que la respuesta del AVO sigue siendo el mismo en los dos casos tanto en la PSDM como en la QPSDM, siendo que el evento analizado es más continuo en la QPSDM debido a la compensación de la amplitud y la corrección de la fase que caracteriza el proceso. Es decir, la QPSDM ayuda a obtener eventos más continuos y consistentes con la geología, lo que a su vez beneficia al análisis de AVO.

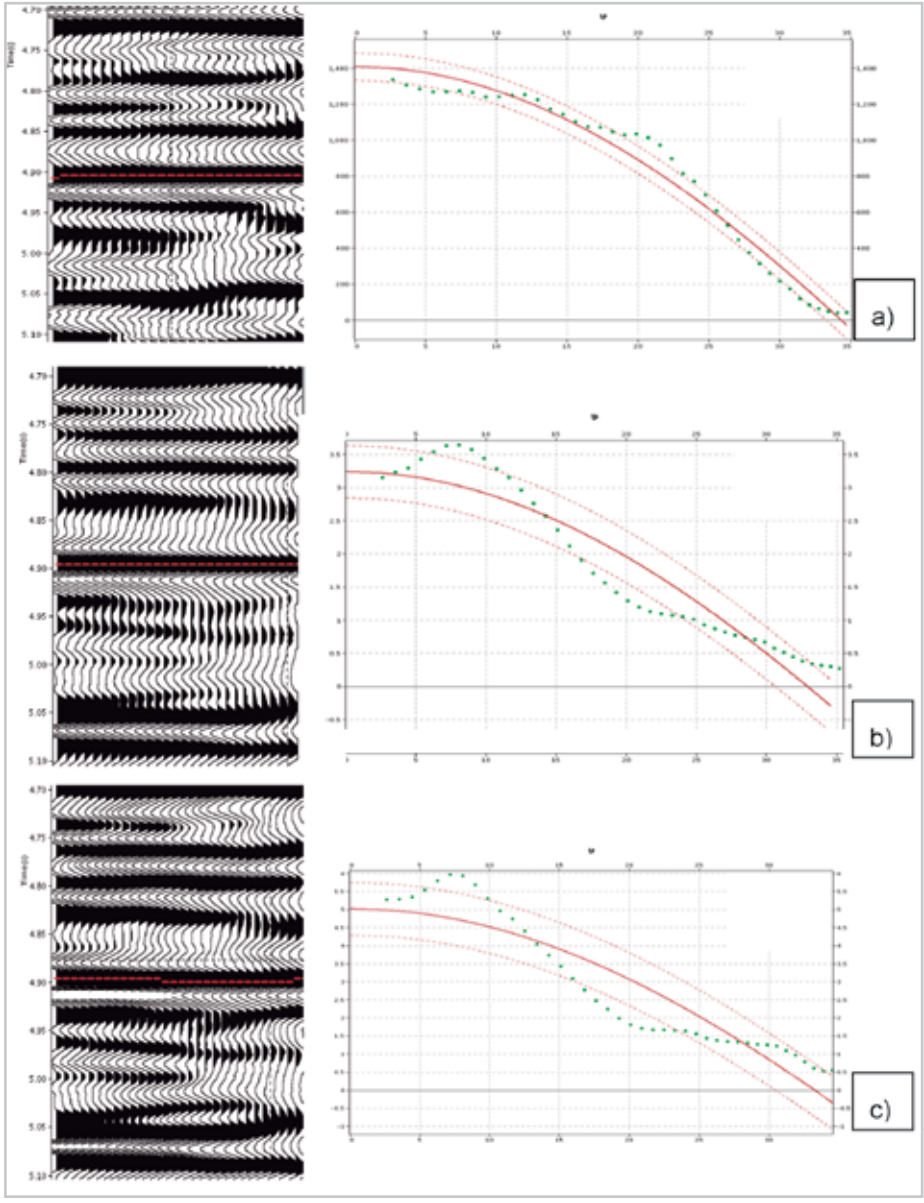



**Figura 6.** Análisis de AVO en *gathers* de a) PSTM, b) PSDM (escalado en tiempo) y c) QPSDM (escalado en tiempo).

## Conclusiones

La combinación de la tecnología descrita aunada a la adecuada actualización de los modelos de velocidad y Factor Q, demostró ser una herramienta útil en la compensación de los efectos de las anomalías sísmicas someras.

Los eventos a nivel de objetivos exploratorios, afectados principalmente por la presencia de posibles cuerpos de hidratos de gas y/o gas, tienen una mejor resolución y continuidad después de aplicar la metodología QPSDM.

La metodología QPSDM favorece el análisis de AVO debido a que ayuda a obtener eventos de mayor continuidad y a corregir las distorsiones de la fase.

## Agradecimientos

Los autores agradecen a Pemex y CGG por permitir el uso de los datos y la publicación de este trabajo.

## Referencias

Ibrahim, Z. y Porsani, M.J. 2013. Instantaneous Frequency and Wigner-Ville Distribution Using the Maximum Entropy Method: Application for Gas and Hydrates Identification. 83rd Annual Meeting, SEG, Expanded Abstracts. http://dx.doi.org/10.1190/segam2013-0919.1.

Quan, Y. y Harris, J.M. 1997. Seismic Attenuation Tomography Using Frequency Shift Method. *Geophysics* **62** (3): 895–905. http://dx.doi.org/10.1190/1.1444197.

Xie, Y., Xin, K.F., Sun, J., et al. 2009. 3D Prestack Depth Migration with Compensation for Frequency Dependent Absorption and Dispersion. 79th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts. http://dx.doi.org/10.1190/1.3255457.

Xin, K.F. y Hung, B. 2009. 3D Tomographic Q Inversion for Compensating Frequency-Dependent Attenuation and Dispersion. 79th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts. http://dx.doi.org/10.1190/1.3255707.

## Semblanza del autor

**Zoukaneri Ibrahim**

Maestro y Doctor en Geofísica aplicada por la Universidad Federal de Bahía–Brasil. Desde 2010 comenzó como Geofísico de procesamiento de dado sísmico en CGG, Villahermosa, a partir de 2012 es el encargado de la investigación en la misma compañía.

# Análisis integrado para identificar y prevenir el daño causado por la formación de salmueras de terminación: una aplicación en campos de Colombia

*Manuel Guillermo Jaimes Plata*
*R.D. Castillo*
*A. Villar*
*M. A. Escobar*
***Ecopetrol S.A***
*R. Dorado*
***Natfrac Corporation***

**Información del artículo: Recibido: junio de 2014-aceptado: diciembre de 2014**

## Resumen

Después de realizar varios trabajos de reacondicionamiento de pozo se ha evidenciado una reducción considerable en la producción de aceite, la cual es causada por el daño de formación creado por el uso de salmuera de completamiento inadecuadas. El mecanismo de daño puede ser:

1) Bloqueo en la cara de la formación, producido por la tendencia a formar emulsiones entre el aceite del pozo y la salmuera de completamiento
2) Producción de incrustaciones inorgánicas en el medio poroso, durante el contacto del agua de formación con la salmuera de completamiento
3) Bloqueo por sólidos suspendidos presentes en las salmueras de completamiento
4) Aumento de la actividad bacteriana en la vecindad del pozo
5) Incompatibilidad roca-fluido debido a la sensibilidad de los minerales de formación a la salmuera de completamiento, causado por alto intercambio iónico que genera hinchazón de arcillas y reducción de la permeabilidad
6) Aumento de la permeabilidad relativa al agua.

Teniendo en cuenta lo anterior, este documento se centra en el análisis integrado de selección de salmueras de completamiento adecuadas, basadas en un análisis de laboratorio y producción. Los análisis de laboratorio incluyen:

1) Evaluación de las interacciones fluido-fluido,
2) Análisis físico-químico del agua producida,
3) Definición de la tendencia a formar incrustaciones del agua producida con la salmuera de control a nivel de cabeza del pozo y a condiciones del yacimiento a través de un software de simulación,
4) Filtración del fluido base de la salmuera de control y análisis SEM de residuos sólidos encontrados.

5) Análisis microbiológico del agua base de la salmuera de completamiento,

6) Compatibilidad entre salmuera-roca a través de una prueba de core-flooding,

7) Determinación de salinidad crítica. El análisis de producción incluye un diagrama de diagnóstico con una evaluación de la historia de producción, niveles de fluido, eventos, condiciones de extracción, etc.

El análisis integrado se aplicó en 12 pozos en los campos A-G en Colombia, para determinar la causa raíz de las pérdidas de producción, después de los trabajos de reacondicionamiento. La evaluación económica mostró la pérdida de productividad, cuantificado en más de un millón de dólares por pozo.

Este trabajo presenta los resultados de la evaluación en los pozos del G-11 y A-21, junto con las conclusiones y recomendaciones.

**Palabras clave:** Daño de formación, salmuera de completamiento, Intercambio Iónico, permeabilidad, análisis SEM, prueba de Coreflooding, tendencia Scale, presión fondo fluyente, valor presente neto.

# Integrated analysis to identify and prevent formation damage caused by completion brines. A Colombian field application

## Abstract

After workover jobs, many oil-producing wells have reduced their production, which is caused by formation damage created by using inadequate completion brine. The damage mechanism may be:

1) Block in the face of the formation, produced by the tendency to form emulsions between the oil of the well and the completion brine ,

2) Production of inorganic scale in the porous medium during the contact of the formation water with the completion brine,

3) Blockage by suspended solids present in the completion brines,

4) Increased bacterial activity in the wellbore vicinity,

5) Rock-fluid incompatibility due to sensitivity of the formation minerals to the completion brine, caused by high ion exchange, causing swelling of clays and reduction of the permeability,

6) Increase of the water relative permeability.

Given the above, this paper focuses on integrated analysis for selecting appropriate completion brines, based on an analysis of laboratory and production. Laboratory analysis includes:

1) Evaluation of fluid-fluid interactions,

2) Physical-chemical analysis of produced water,

3) Definition of Scale tendency of produced water and the mixture with control brine at the wellhead and at reservoir conditions through a simulation software,

4) Filtration of the base fluid of the control brine and analysis SEM of solid waste found,

5) Microbiological analysis of the base water of the completion brine,

6) Compatibility brine-rock through test of core -flooding,

7) Determination of critical salinity, The production analysis includes a diagnostic diagram with an assessment of the production history, fluid levels, events, extraction conditions, etc.

The integrated analysis was applied in 12 wells in the fields A, and G in Colombia, to determine the root cause of production losses, after workover. The economic evaluation showed loss of productivity, quantified in more than one million dollars per well. This paper presents the results of the evaluation in the wells G-11 and A-21, along with the conclusions and recommendations.

**Keywords:** Formation damage, completion brine, ion exchange, permeability, sem analysis, Core-flooding test, scale tendency, bottom hole pressure, net present value.

## Introduction

The use of completion and well control fluids based on halides brines with low solids in the 1970's meant a breakthrough in reducing the damage to reservoirs and access to all the economic benefits of the open-hole horizontal wells completions. However, these brines were not appropriate for all wells. For example, shortly after, it was discovered that higher bromide brines density had certain disadvantages as drilling fluids. One of these drawbacks is the incompatibility with the sensitive fluid reservoirs containing divalent cations. In this context, the "sensitive reservoirs" are those with $SO_4$ or $HCO_3$ in dissolved in formation water and those containing $H_2S$ in the gas phase.

Shell and Mobil were the first companies to try and use formate brine with low levels of solids as non-damaging completion and well control fluids. At present, of sodium and potassium formate based brines are routinely used as completion and well control fluids in development of fields where density requirements do not exceed 1.60 g/cm$^3$ (13.35 lb/gal).

In these times many workover operations continue using halide brines or inadequate well completion fluids, that generates formation damage due to the incompatibility between brine and formation fluids. This incompatibility may occur due to adverse reactions between invasive filtered completion or well control fluid and in situ (oil or brine formation) fluids to form scales, insoluble precipitates, asphaltic sludge or stable emulsions.

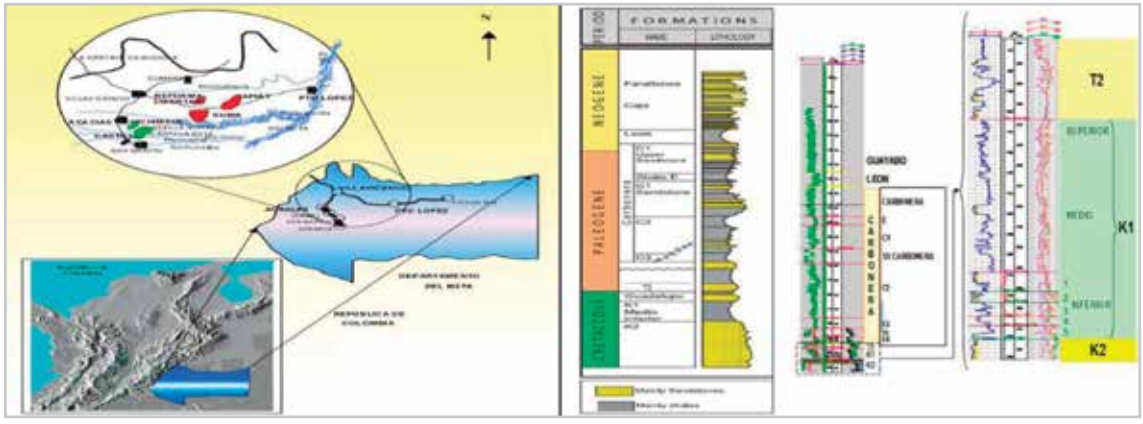
Formation damage generated in the wells cause a reduction of the production, increasing the costs of lifting and lowering its profitability.

## Field of study and characterization of the problem

Field of Study

To carry out this work the S-A field, located in the eastern Llanos Basin, with high potential heavy oil was selected as a study pilot.

The A Block is located in the southwestern sector of the eastern Llanos basin in the department of Meta, 32 km SE of the city of Villavicencio. It is bordered by the Llanero Piedmont and the fault system Upia-Guicaramo to the west, the high Paleo of Cumaral to the north, and the Serrania of the Macarena to the south, defining an area of approximately 30,000 km$^2$. A, S y L-Reforma oilfields belong to this sub basin (see **Figure-1** left).




SOURCE: THE AUTHORS

**Figure 1.** Geographic Location of the A. Block (left) & Stratigraphic Column of the A. Block (right).

The stratigraphic section of the A-A block is formed by sedimentary rocks ranging in age from Paleozoic to Quaternary. The total thickness of the lithological column reaches 18,000 feet. Sedimentary rocks of Cretaceous and Tertiary age are the main reservoir in the area. The producing formations are: Une (Unit K2), Chipaque (Unit K1), San Fernando (Unit T2) and Carbonera (Unit T1). **Figure 1** Right shows the stratigraphic column respectively.

The discovery by Ecopetrol of structures in Block A-A began in the A field in 1981 with the drilling of the well A-1, with an initial production of 1700 BOPD of the K2 unit with oil of 25°API. In 1985 it was discovered S field with the drilling of the well Suria-1, which produced the K2 and K1 units showing oil of 34 ° API. Due to high oil prices, the imminent decline in reserves and low success exploratory in the country, the unit T2 (San Fernando formation) took an important place in the development of these fields from the previous decade.

## Characterization of the problem

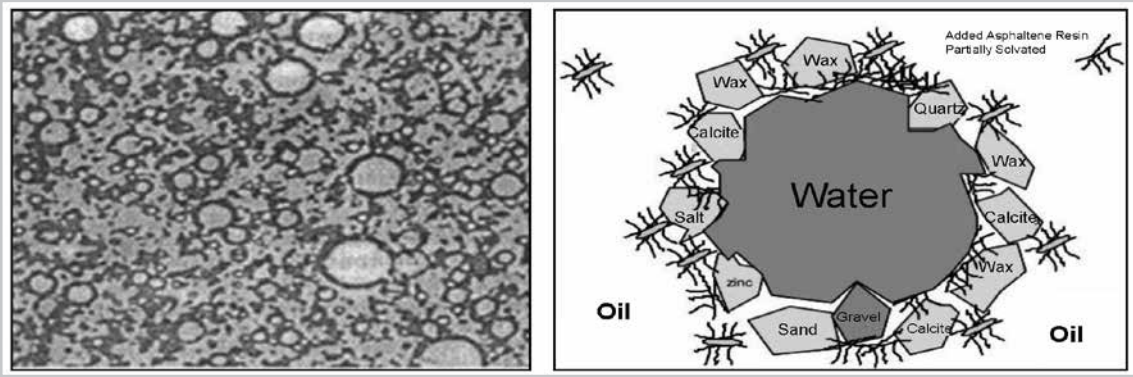
In order to characterize the problem of low productivity caused by a possible formation damage fluid incompatibility between completion / well control brine and reservoir fluids and minerals, an experimental protocol and analysis of the production history was followed which will be described later.

## Formation damage

The use of brine for completion or well control can generate the following damage mechanisms: 1) Block in the face of the formation, produced by the tendency to form emulsions between the oil of the well and the completion brine , 2) Production of inorganic scale in the porous medium during the contact of the formation water with the brine of completion, 3) blockage by suspended solids present in the completion brines, 4) Increased bacterial action in the well, 5) Incompatibility rock-fluid by sensitivity of the formation minerals to the completion brine, caused by high ion exchange, causing swelling of minerals and reduced permeability, 6) increased the relative permeability to water.

## Blockage due to emulsions

One of the most common formation damage types is the blockage the face of the formation by the tendency to form emulsions between oil and well completion or well control brine. For purposes of this study the water-in-oil emulsions (W/O) formed by water droplets dispersed in oil is considered, see **Figure-2** Left.




SOURCE: MARTELL, J. 2011

**Figure 2.** Micrograph of a W/O Emulsion (Left) & Stabilized Emulsion, (Right).

There is a mutual insolubility of many liquid hydrocarbons and water. The presence of carbon-carbon double bonds (e.g., alkenes, dialkenes and aromatic) increases the solubility of water in the crude oil. Water is far to be soluble in saturated hydrocarbons (e.g. paraffins or alkanes) and water solubility decreases with increasing molecular weight of the hydrocarbons.

An emulsion is a quasi- stable fine droplets of a liquid dispersed in another liquid, as shown in **Figure-2 Right**. The liquid in form of droplets is the dispersed or internal phase, while the surrounding liquid is the continuous or external phase. For purposes of this study, the dispersed phase is water, which may be accompanied by solids such as sand, mud, carbonate, and solid corrosion products precipitated or dissolved, which help stabilize the emulsion. The emulsions are sometimes classified according to the size of the dispersed droplets; regarded as macro - emulsion when the droplet range is 10 to 150 microns and as mini and nano-emulsion when the droplet size ranges from 0.5 to 10 microns.

There are three requirements to form an emulsion: 1. Two immiscible liquids; 2. enough agitation to disperse a liquid into small droplets; 3. an emulsifier to stabilize the dispersed droplets.

The W/O emulsions formed can be classified as hard and soft. By definition a hard emulsion is very stable and difficult to break, mainly because the dispersed droplets are very small. In the other hand, a soft emulsion is unstable and easy to break.

## Emulsifiers

An emulsifying agent must be present in order to stabilize an emulsion. The typical emulsifier is a surface active agent or surfactant.

In the oil industry, the emulsifying agents are numerous and can be classified as follows:

- Natural surfactant compounds such as asphaltenes and resins containing organic acids and bases, naphthenic acids, carboxylic acids, sulfur compounds, phenols, cresols and other natural high molecular weight surfactants.

- Finely divided solids such as sand, clay, formation fines, shale, drilling muds, stimulation fluids, mineral scale, corrosion products (for example iron sulfide, oxides), paraffins, asphaltenes precipitated. Well stimulation fluids can contribute to form very stable emulsions.

- Production chemicals added such as corrosion inhibitors, biocides, cleaners and wetting agents.

Natural surfactants are defined as interface-active macromolecules having a high aromatic content and which can be stacked in the form of micelles. They are formed of acidic fractions of asphaltenes, resins, and naphthenic acids porphyrin materials. A second stabilizing mechanism occurs when emulsifiers consist in very fine solid particles. In order to act as emulsifiers, solid particles must be smaller than the suspended drops and must be wetted by the oil

and water phases. Then these fine solid particles or colloid is collected on the surface of the drop, forming a physical barrier. Common examples of this type of emulsifier are iron sulfide and clays. In **Figure 2** Right, the adsorption of different particles acting as emulsifiers is shown around a water droplet.

The salinity of the brine is an important factor when forming stable emulsions. Fresh water or brine with a low concentration of salt promotes emulsion stability. Conversely, high salt concentrations generally cause loss in the stability of emulsions.

Paraffinic crude oil do not normally form stable emulsions, whereas naphthenic and mixed based crude oils do form stable emulsions. Waxes, resins, asphaltenes and other solids can influence the stability of the emulsions. In other words, the type of oil determines the amount and types of natural emulsifiers.

**Incompatibilities between the rock and the fluid**

Adverse reactions between filtered water-based invasive fluids and sensitive clays surrounding the pores, causes the movement of fines and it´s associated to reductions in near well-bore permeability. Smectite clays which surround the pores can swell and disintegrate when in contact with a filtered fluid of lower salinity than the native reservoir brine. When low salinity brines invade the reservoir, the clays which surround the pores are exposed to a separation process and movement through the porous system, which results in clogging of the pore entrances.

**Invasion of solids**

Penetration and blocking access reservoir porous by suspended solids in completion fluids or well control. Permanent housing of solids at the formation porous radii can severely reduce its permeability. If particles are required in the brine in order to form filter cakes or as sealing agents, it is recommended to select them depending on their ability to minimize the potential for formation damage.

**Phases retention**

Invasion and permanent retention of leaked oil or water in the near wellbore region. These retained fluids can greatly reduce the relative permeability to oil.

**Chemisorption / alteration of wettability**

It is referred to the alteration of the permeability to oil due to changes in the wettability of the surfaces of the porous media. It is possible that completion or well control fluids contain conventional chemical surfactants (e.g. emulsifiers, oil wetting agents and corrosion inhibitors), which are deliberately added to enhance the performance of the fluid or to mitigate performance deficiencies. The adsorption of these chemicals in the reservoir rock can change the wettability and the permeability to hydrocarbons.

**Biological activity**

Reduced formation permeability as a result of microbial activity promoted by the use of microbiologically contaminated completion and well control brines. These brines can introduce new microorganisms into reservoirs, stimulate the activity of native microorganisms or contain nutrients that promote bacterial growth.

**Evaluation methodology to identify and prevent formation damage**

Given the above and the productivity losses that have been shown in some wells of the SOA after subsurface maintenance, an integrated analysis was performed in order to properly select completion brines.

This methodology was designed with the goal of conducting a comprehensive analysis to select, evaluate and optimize the completion or well control brine, based on laboratory and production analysis.

This methodology is described below:

## 1. Experimental evaluation

a. Fluid-fluid interactions

b. Produced water physical-chemical analysis

c. Defining scale tendency of produced water and the mix with the completion or well control brine at wellhead and reservoir conditions through simulation software.

d. Filtering the completion of well control brine and SEM analysis of the solid residues.

e. Microbiological analysis of water-based completion or well control brine

f. Compatibility of completion or well control brine with reservoir rock, through core flooding tests.

g. Determination of critical salinity

The parameters evaluated for physicochemical analysis of produced waters are divided into two groups according to where they are collected:

1. "In situ": once a sample of interest in the well the parameters pH, conductivity, alkalinity, dissolved gases are measured ($H_2S$, $CO_2$ y $O_2$) y dissolved iron ($Fe^{+2}$). pH and conductivity are determined using an Horiba® pH and conductivity meter; alkalinity is determined by potentiometer.

2. A sample is taken at the wellhead is preserved with 2-3 drops of $HNO_3$ for lately assessed in the laboratory by measuring metals $Na^+$, $K^+$, $Ca^{+2}$, $Mg^{+2}$, $Si^{+2}$, $Ba^{+2}$, $Sr^{+2}$ and total iron by plasma spectroscopy ICP-OES, Cl-by potentiometric method, SO4-2 by turbidimetric method and sulfate reducing bacteria count (BSR) and acid producing bacteria (BPA) following standard ASTM D-4412-02 method.

Using specialized software, it can be predicted whether a certain mineral at a any time may precipitate, given certain conditions of pressure, temperature, flow rate or depth. This simulation is based on the physic-chemical analysis of produced water obtained as mentioned above. The tendency of a mineral to precipitate or remain in solution is determined by the scale index (SI) or the scale tendency (ST). In general, positive values of SI (>0) indicate trends for precipitation and negative for dissolution. Values > 1 of ST indicate the number of folds that water is supersaturated so theoretically the mineral may precipitate.

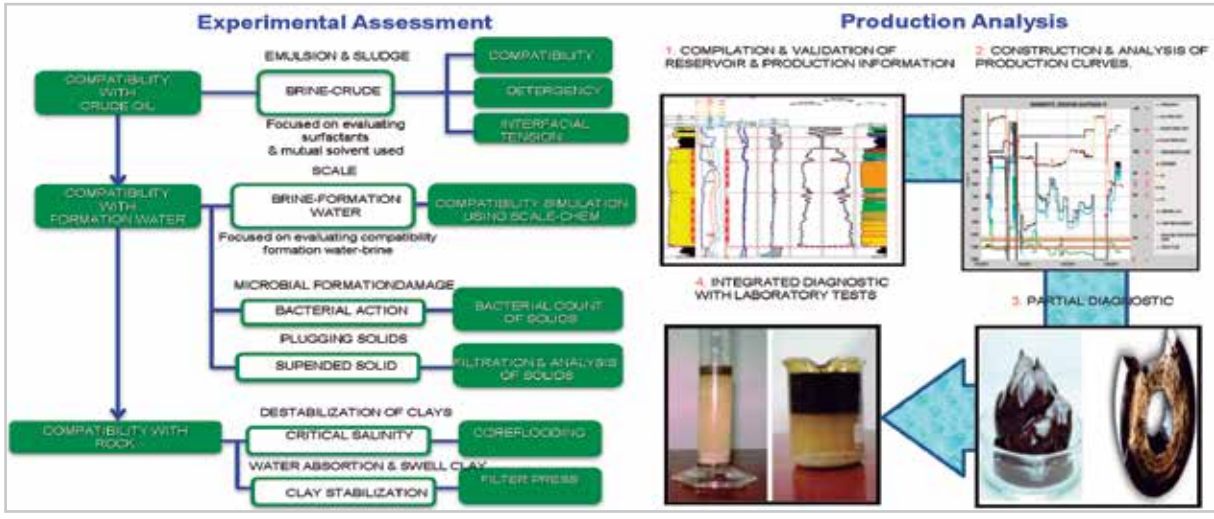
This prediction is based on thermodynamics. Kinetically it is considered that in order to have physical evidence of the presence of mineral precipitate, ST must be greater than 4. Additionally, an estimated amount of scale that could precipitate at specific conditions, which serve as reference data to establish the criticality of the problem at each point is calculated. This amount depends on the flow rate handled in the process, the pressure and the temperature[1, 2].

In order to determine the compatibility of the treatments with the formation fluids, a fluid - fluid interaction test based on the standard AP RP 42 is performed. For this assessment usually oil and formation water taken from the well being tested is used. The oil must contain a %BS&W < 15, measured under the ASTM D4007 standard.

If formation water is not available or the amount is insufficient, a synthetic equivalent brine can be prepared based on the physicochemical analysis data of it obtained as mentioned in previous paragraphs. For the test, oil and aqueous brines/treatments mixtures are performed in 50/50, 20/80 and 80/20 ratios, in flasks hermetically sealed.

The mixtures are shaken manually for approximately 60 seconds and subjected to heating for 2 hours at maximum test temperature, which corresponds to the temperature of the formation of interest, in a convection oven. After operating for 2 hours, the flasks are taken out of the oven and observations on the percentage of phase separation, the appearance of the interface and of each phase separately, the presence/absence of stable emulsions and the formation of precipitates are performed.

Finally, a photographic record of each of the results is made, which are tabulated along with the formulation of treatment/brine assessed. When the phases are immiscible (e.g. , aqueous - oil) , a phase separation of at least 80% , defined interface without any precipitates or stable emulsion free of oil and aqueous phase is expected. When the phases are miscible (e.g., treatment or treatment organic - aqueous oil - water training), a single phase without the presence of any precipitate is expected.




SOURCE: THE AUTHORS

**Figure 3.** Experimental evaluation methodology (Left) & Integrated analysis methodology, (right).

**Production analysis**

The methodology for assessing productivity losses includes a diagnostic diagram with an analysis of the production history, fluid levels, pump inlet pressures, events, extraction conditions, etc. This analysis complements the experimental evaluation (see **Figure 3** right).

The integrated analysis was applied in 10 wells of A, S and G oilfields in Colombia, after underground maintenance work, in order to determine the causes of production losses and to design the appropriate completion brines and stimulation treatments.

**Selection of wells**

Wells selected for this study, were those which after maintenance work, have reduced their production, (see **Table-1** left), which as mentioned was caused by formation damage generated completion brine, (**Table-1** right).

**Table 1.** Wells of the A-S field with productivity loss (left) & completion brine or control fluid used in the A-S field (right).

| WELL | FORMATION | BSW (%) | OBSERVATION |
|---|---|---|---|
| A-21 | K1 | 92 | |
| A-6 | T2 | 80 | Shut off , was sampled A9 & A18 |
| G-11 | K1 | 60 | |
| L.N-11 | K1 | 97 | Shut off , was sampled L2 |
| SSur-4 | K2 | 72 | |
| SSur-7 | T2 | 30 | |
| SSur-8 | K1 | 70 | |
| SSur-14 | K1 | 46 | |
| A-5 | K1 | 2 | Detergency Problems Presented in Previous Assessments |
| T-1 | K1 | 49 | Not Sampled |

| BRINE COMPAÑY 1 | | | |
|---|---|---|---|
| ADDITIVE | FUNCTION | UNIT | FORMULA A1 |
| Water A-13 | Fluid Base | GPT | 993 |
| NaCl | Sodium Chloride | % | 4 |
| 10A | Mutual Solvent | GPT | 5 |
| 65A | Surfactant | GPT | 2 |

SOURCE: THE AUTHORS

**Case study**

As case study, the evaluation and appropriate selection of completion brines and analysis of production wells where formation damage is caused by the use of an inadequate completion / well control brine is presented.

**Selection and evaluation of completion / well control brines**

Following the described methodology of experimental analysis (Figures-3 Left), completion / well control brine used for S-A oilfield where, A-13 produced water was used as a base fluid to prepare the brine was evaluated.

**Rating completion / well control brines**

Compatibility, detergency and interfacial tension assessments between completion / well control brine from company 1 (baseline) and crude oil produced by 17 S-A wells in K1, K2 and T2 strata (including those that experienced productivity losses) were performed. Given the incompatibility of brine from company 1 with crude 14 out of the 17 wells tested, six (6) formulations of completion / well control brines from company 2 and four (4) formulations of completion / well control brine from company 3 were evaluated. **Table 2** shows 11 formulations of the completion brines, and **Table 3** shows the results of evaluation of these formulations.

**Table 2.** Completion brine formulations evaluated for S-A field.

| BRINES | | | COMPANY 1 | COMPANY 2 | | | | | | COMPANY 3 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ADDITVE | FUNTION | UNIT | Fm A1 | Fm A2 | Fm B2 | Fm C2 | Fm D2 | Fm E2 | Fm F2 | Fm A3 | Fm B3 | Fm C3 | Fm D3 |
| A. Water 13 | Fluid Base | GPT | 993 | 993,5 | 994,25 | 992 | 998,5 | 999,25 | 997 | 993 | 991 | 993 | 991 |
| KCl | Potasio Chloride | % | - | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 |
| NaCl | Sodium Chloride | % | 4 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 10A | Mutual Solvent | GPT | 5 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 65A | Surfactant | GPT | 2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 3004 | Mutual Solvent | GPT | - | 5 | 5 | 5 | - | - | - | - | - | - | - |
| 226 | Surfactant | GPT | - | 1,5 | 0,75 | 3 | 1,5 | 0,75 | 3 | - | - | - | - |
| 5 | Surfactant | GPT | - | - | - | - | - | - | - | 2 | 4 | - | - |
| 282 | Surfactant | GPT | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | 4 |
| 200 | Mutual Solvent | GPT | - | - | - | - | - | - | - | 5 | 5 | 5 | 5 |

SOURCE: THE AUTHORS

**Table 3.** Evaluation results for completion Brines, for S-A field.

| FM / YEAR | WELL | COMPANY 1 | COMPANY 2 | | | | | | COMPANY 3 | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Fm A1 | Fm A2 | Fm B2 | Fm C2 | Fm D2 | Fm E2 | Fm F2 | Fm A3 | Fm B3 | Fm C3 | D3 | FM D3 Op |
| 2011 | A5(K1) | | | | ✓ | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| | A9(T2) | | | ✓ | | | | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| | A18(Y2) | | | | | | | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| | AP21 (K1) | | | | | | | ✓ | | | ✓ | ✓ | ✓ |
| | G11(K1) | | | | | | | | | | | ✓ | |
| | L2(K2) | | | | ✓ | | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| | SSur-4(K2) | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| | SSur-7(K2) | ✓ | | | ✓ | | | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| | SSur-8(K1) | ✓ | | ✓ | | | | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| | SSur-14(K1) | ✓ | ✓ | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| T2 / 2012 | A9 | | | | | | | | | | | ✓ | |
| | A31 | | | | | | | | | | | ✓ | |
| | AE2 | | | | | | | | | | | ✓ | |
| | G6H | | | | | | | | | | | ✓ | |
| | G19H | | | | | | | | | | | ✓ | |
| | S8 | | | | | | | | | | | ✓ | |
| | SSur-10 | | | | | | | | | | | ✓ | |

SOURCE: THE AUTHORS

## Completion / well control brine vs formation water

A physicochemical analysis of the water for preparing the brine (A- 13) and wellhead samples produced water of some of the wells with loss of productivity, as noted in **Table 4** were performed.

**Table 4.** Physical-chemical analysis of brine base and produced water horizons K1, K2 and T2.

| DATE | WELL | FORMATION | $Na^+$ | $K^+$ | $Ca^{++}$ | $Mg^{++}$ | $Ba^{++}$ | $Sr^{++}$ | $Fe^{++}$ | STD | SALINITY | I. S. | $SiO_2$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | mg/l | mg/l | mg/l | mg/l | mg/l | mg/l | mg/l | mg/l | mg/l NaCl | @ 80°C | mg/l |
| May-18-11 | A -13 | K1 | 136 | 1,158 | 1,738 | 0,063 | 0,020 | 0,024 | 0 | 524 | 1760 | | 50,4 |
| April-30-09 | A-6 | T2 | 1543,6 | 64,5 | 174,3 | 15,8 | 0,2 | 6,5 | 0,4 | 5150 | 4344 | 2,119 | 107,2 |
| May-28-11 | L-2 | K2 | 35,7 | 10,2 | 21,5 | 1,9 | 1,1 | 0,5 | 11,2 | 393,2 | 162,0 | -0,1 | 107,1 |
| May-27-11 | SSur-4 | K2 | 62,0 | 13,9 | 38,2 | 3,5 | 1,6 | 1,4 | 0,2 | 510,4 | 258,6 | 0,4 | 92,7 |
| May-25-11 | SSur-8 | K1 | 295,2 | 21,8 | 65,6 | 6,8 | 71,5 | 2,0 | 0,2 | 1256,0 | 1022,8 | 0,5 | 99,6 |
| May-18-11 | A-21 | K1 | 50,9 | 3,6 | 8,3 | 1,0 | 0,2 | 0,1 | 0,5 | 325,3 | 127,6 | -0,6 | 115,3 |

| DATE | WELL | FORMATION | pH/°C | RESIST. | $H_2S$ | $O_2$ DIS. | $CO_2$ | $HCO_3^-$ | $CO_3^{=}$ | $SO_4^{=}$ | $Cl^-$ | CONDUCT |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Wm @ 25°C | mg/l | ppb | mg/l | mg/l | mg/l | mg/l | mg/l | mS/cm @ 25°C |
| May-18-11 | A -13 | K1 | 8.22/ 18.9 | 19,12 | ND | N.R | <10 | 312,6 | 7,5 | 7,7 | 6,74 | 0,523 |
| April-30-09 | A-6 | T2 | 7.41 / 41.2 | 1,48 | ND | NA | 15 | 869 | 0 | 483 | 1892 | 6,75 |
| May-28-11 | L-2 | K2 | 7.24/38.8 | 31,35 | N.D | N.R. | <10 | 152,5 | 0 | 13,3 | 27 | 0,319 |
| May-27-11 | S Sur-4 | K2 | 7.52/38.3 | 24,15 | N.D | N.R. | <10 | 244 | 0 | 10,4 | 42,3 | 0,414 |
| May-25-11 | S Sur-8 | K1 | 7,68/40 | 6,51 | N.D | N.R. | <10 | 213,5 | 0 | 32,7 | 447 | 1,537 |
| May-18-11 | A-21 | K1 | 7.45/33.4 | 62,85 | N.D | N.R. | <10 | 122 | 0 | 16,1 | 6,8 | 0,1591 |

Source: ECP

The ions present in higher concentrations in formation water (Ca, Fe, Ba, HCO3-, etc.). Under certain conditions of pressure, temperature and saturation, decrease their solubility in the system and can be precipitated as inorganic scale.

With the help of a simulation software and physicochemical analysis presented on Table 5, it was possible to predict the scaling tendency of produced water alone and mixed with completion / control brine at wellhead and reservoir conditions.

The conditions used for modeling were, (**Table 5**), the criteria or thresholds for determining the tendency to form scale (ST) are shown in **Table-5** right.

**Table 5.** Modeling conditions (left) & definition of scale tendency - ST (right).

| DATE | WELL | FORMATION | P RESERVOIR (psi) | T RESERVOIR (°F) | P WELLHEAD (psi) | T WELLHEAD (°F) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| May-04-09 | A-13 | K1 | 4079 | 260 | 147 | 110 |
| April-30-09 | A-6 | T2 | 3334 | 260 | 105 | 113 |
| May-28-11 | L-2 | K2 | 3667 | 245 | 76 | 111 |
| May-27-11 | SS-4 | K2 | 3615 | 260 | 245 | 115 |
| May-25-11 | SS-8 | K1 | 2454 | 245 | 123 | 95 |
| May-18-11 | A-21 | K1 | 4260 | 245 | 137 | 144 |

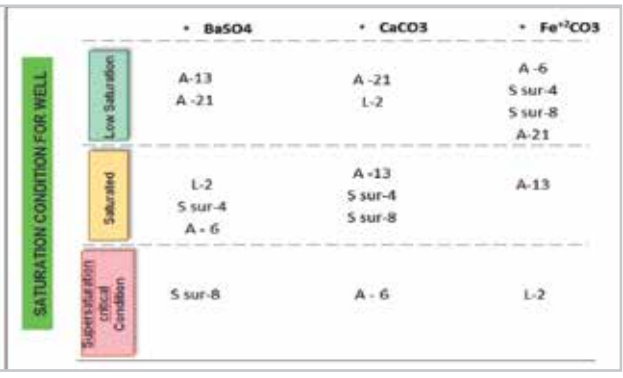
| Scale Tendency (ST) | Brine | Condition |
|---|---|---|
| ST < 1 | Low Saturation | Low |
| ST = 1 | Saturated | Moderate |
| ST > 4 | Supersaturated | Critical |

Source: The Authors

The results of the modeling and simulation to determine the tendency to form scale (ST) of produced water at wellhead and reservoir conditions are shown in **Tables 6** and **7**.

**Table 6.** Inorganic scale trend at wellhead (left) & scale trend by saturation at wellhead (right).

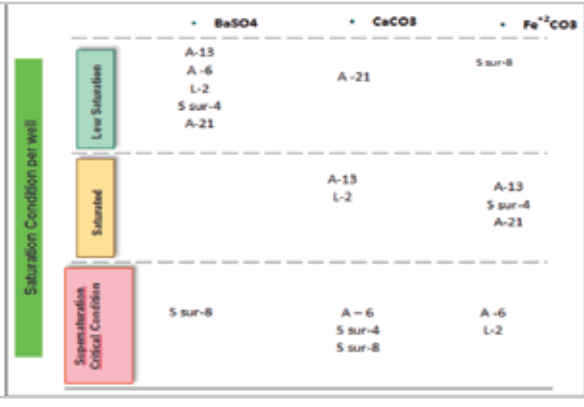
| DATE | WELL | FORMATION | SCALE TENDENCY | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | BaSO4 | CaCO3 | $Fe^{+2}CO3$ | BaCO3 |
| May-4-09 | A -13 | K1 | 0,040 | 1,630 | 1,200 | |
| April-30-09 | A-6 | T2 | 3,694 | 11,268 | 1,009 | |
| May-28-11 | L-2 | K2 | 2,903 | 0,400 | 10,187 | |
| May-27-11 | S Sur-4 | K2 | 2,986 | 2,011 | 0,475 | |
| May-25-11 | S Sur-8 | K1 | 352,008 | 2,484 | 0,222 | 0,085 |
| May-18-11 | A-21 | K1 | 0,582 | 0,370 | 1,027 | 0,000 |




SOURCE: THE AUTHORS

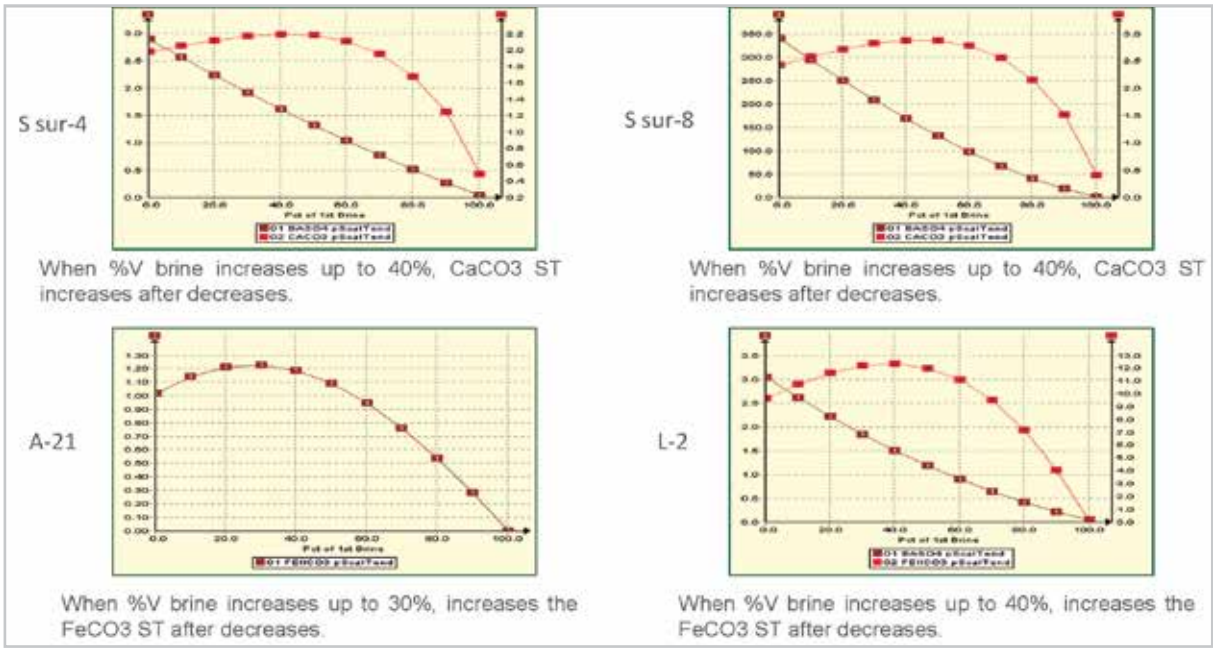
**Table 7.** Inorganic scale trend at reservoir (Left) & Scale trend by saturation at reservoir, (right).

| DATE | WELL | FORMATION | SCALE TENDENCY | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | BaSO4 | CaCO3 | $Fe^{+2}CO3$ | BaCO3 |
| May-4-09 | A -13 | K1 | 0,011 | 2,470 | 2,649 | |
| April-30-09 | A-6 | T2 | 0,597 | 71,657 | 5,154 | |
| May-28-11 | L-2 | K2 | 0,915 | 3,151 | 56,952 | |
| May-27-11 | S sur-4 | K2 | 0,803 | 13,644 | 2,037 | |
| May-25-11 | S sur-8 | K1 | 74,348 | 13,403 | 0,956 | 0,157 |
| May-18-11 | A-21 | K1 | 0,244 | 1,085 | 2,321 | 0,000 |



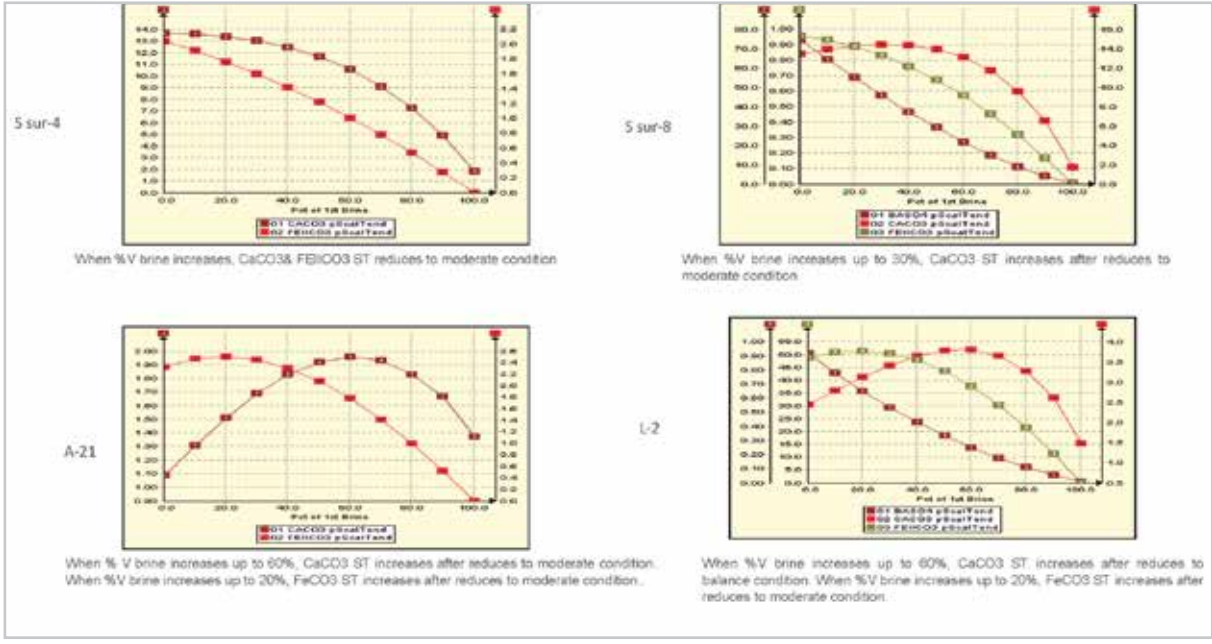

SOURCE: THE AUTHORS

The results of modeling and simulation to determine the tendency to form scale (ST) of the mixture of produced water and completion / well control brine at wellhead and reservoir conditions are shown in **Figures 4, 5 and 6**. This modeling is focused on predicting favorable mix ratios for non-scaling.



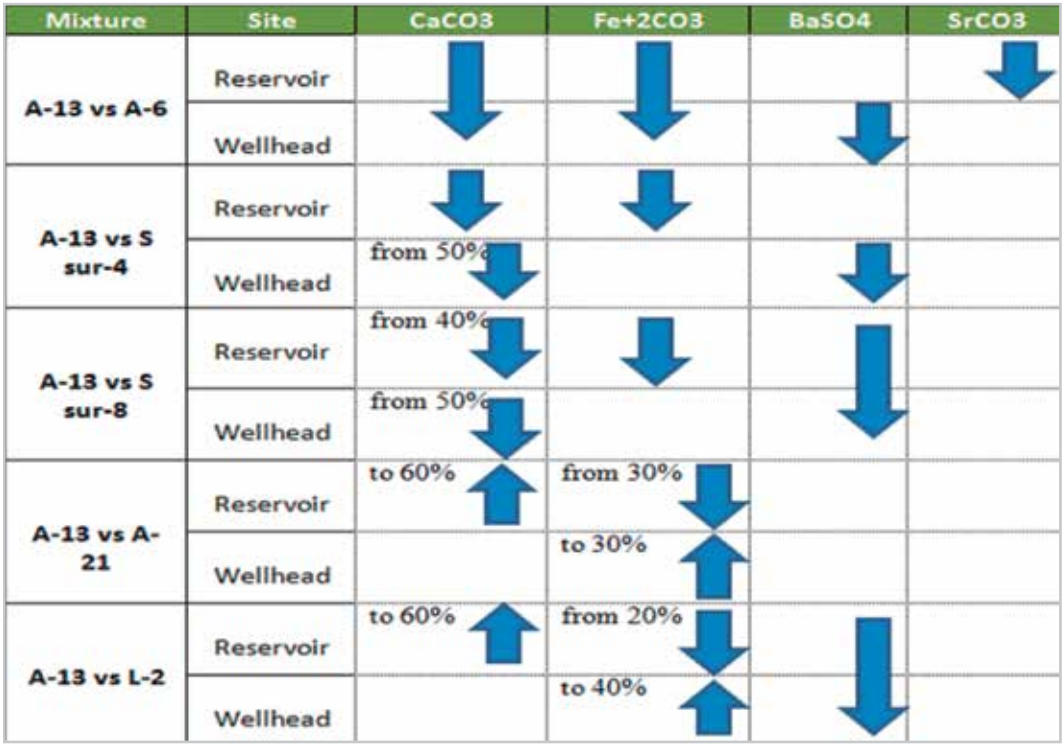

SOURCE: THE AUTHORS

**Figure 4.** Scale tendency of the brine – formation water mixture at wellhead conditions.




SOURCE: THE AUTHORS

**Figure 5.** Scale tendency of the brine- formation water mixture at reservoir conditions.



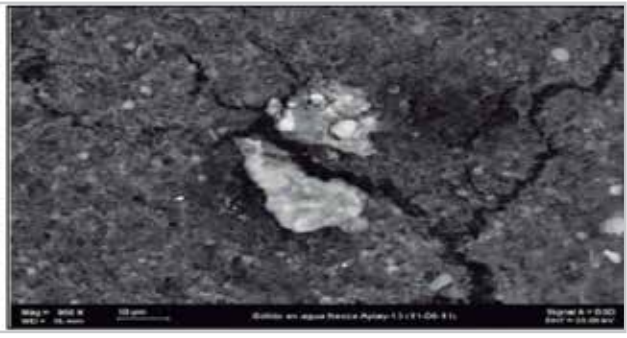

SOURCE: THE AUTHORS

**Figure 6.** Scale-forming tendency of the brine-formation water mixture at wellhead and reservoir conditions.

## Plugging by solids

In order to quantitatively determine the suspended solids in the aqueous vehicle used in the preparation completion / well control brine, a sample of A-13 produced water was filtered using a 0.45µm membrane. SEM analysis of elemental composition of the solid of the cake was performed, **see Figure-7**.

| Element | Relative Abundance (%) |
|---|---|
| Carbono | 44.3 +/- 0.4 |
| Oxygen | 55 +/- 1 |
| Aluminum | Traces |
| Silicon | 0.5 +/- 0.1 |
| Iron | Traces |



SOURCE: THE AUTHORS

**Figure 7.** SEM Analysis of solids in water. Well A-13 & Micrograph, particle detail.

Particles larger than 2 microns of the following elements and compunds were found Si, Al, Ca, Fe, K, Na, iron oxides ($Fe_2O_3$), silica ($SiO_2$), Barium Sulfate ($BaSO_4$), fragments of organic material with size between 57 and 350 microns, pyrite (FeS2) and calcium carbonate $CaCO_3$. It is worth noting that these larger-than-2-microns particles can cause obstruction of pore throats.

**Bacterial action**

A microbiological analysis was conducted on the completion/well control brine (A-13), with the aim of identifying the presence of bacteria and thus define if the use of a bactericide or biocide is necessary for control, **Table 8**.

**Table 8.** Microbiological analysis of water, Well A-13.

| Identification | Bacteria Count | | |
|---|---|---|---|
| | Sulfate Reducing | Acid Production (BPA) | Total Anaerobes(ANT, Broth Tioglicolate) |
| Fresh water sample | **BSR/mL | BPA/mL | ANT/mL |
| A-13 | <10 | 10 | 10 |

SOURCE: ECP

## Compatibility between rock and completion / well control fluid

An assessment of clay swelling inhibitors in the completion / control brine was performed, in order to determine whether the brine when in contact with the reservoir rock, causes swelling and / or flocculation of clays in the formation.

As inhibitors of clays, 2 w% KCl and additionally two liquid substitutes of KCl, were evaluated through a filter press, see formulations in **Table 9**.

**Table 9.** Brine formulations evaluated with different clay controllers.

| ADDITIVE | FUNTION | UNIT | Fm A | Fm B | Fm C | Fm D |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Water A-13 | Base Fluid | GPT | 995 | 995 | 998 | 1000 |
| KCl | Potassium Chloride | % | | | 2 | |
| 226 | Surfactant | GPT | 3 | 3 | | |
| 3C | Clays controller | GPT | 2 | | | |
| 2011 | Clays controller | GPT | | 2 | | |

SOURCE:
THE AUTHORS

**Table 10** shows the results of the evaluation of clay swelling inhibitors.

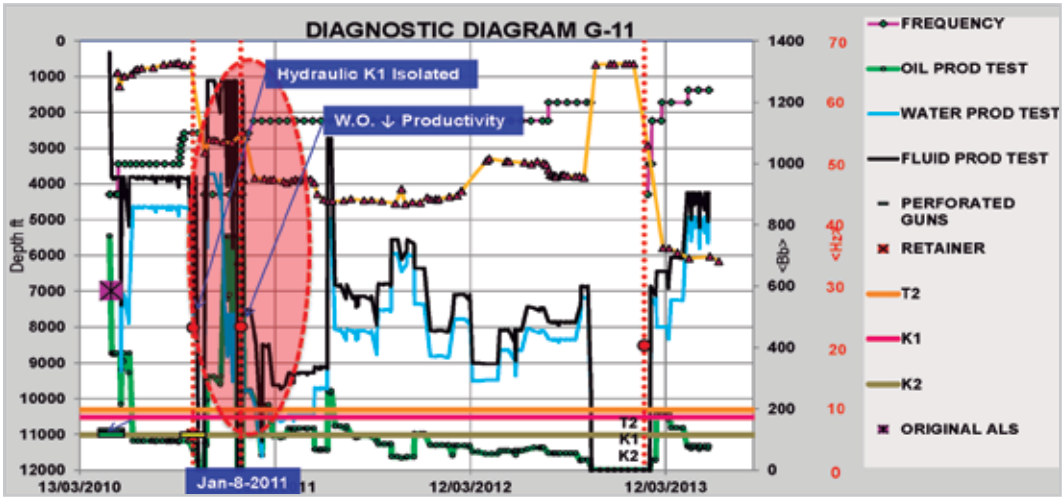
**Table 10.** Results of clay inhibitors evaluation.

| Filtration time | Filtering Volume (ml) | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Water A-13 | Water A-13 + KCl 2% | Brine A + Clay tread 3C | Brine B + ESP 2011 |
| 0 minutes | 6,8 | 25,5 | 17,8 | 20 |
| 1 minutes | 44 | 169 | 225 | 160 |
| 3 minutes | 85 | 218 | 226,5 | 213 |
| 5 minutes | 114 | | | |
| 10 minutes | 168 | | | |
| Observations | By applying pressure 20psi vol filter increased, the total vol was taken in 10min. | By applying pressure 20 psi vol filter increased, and 218 ml was taken in 3min. | By applying pressure 20psi vol filter increased, and 226.5 ml were taken at 3min. | By applying pressure 20psi vol filter increased, and 213ml were taken in 3min. |

SOURCE:
THE AUTHORS

**Productivity analysis**

In this section, a case study (the G-11 oil-well) is shown, where a reduction in production happened after a maintenance work made in January 2011, caused by formation damage due to the use of inadequate completion/control brine. For the analysis of loss of productivity, a diagnostic diagram and an economic evaluation are considered, see **Figure 8**.



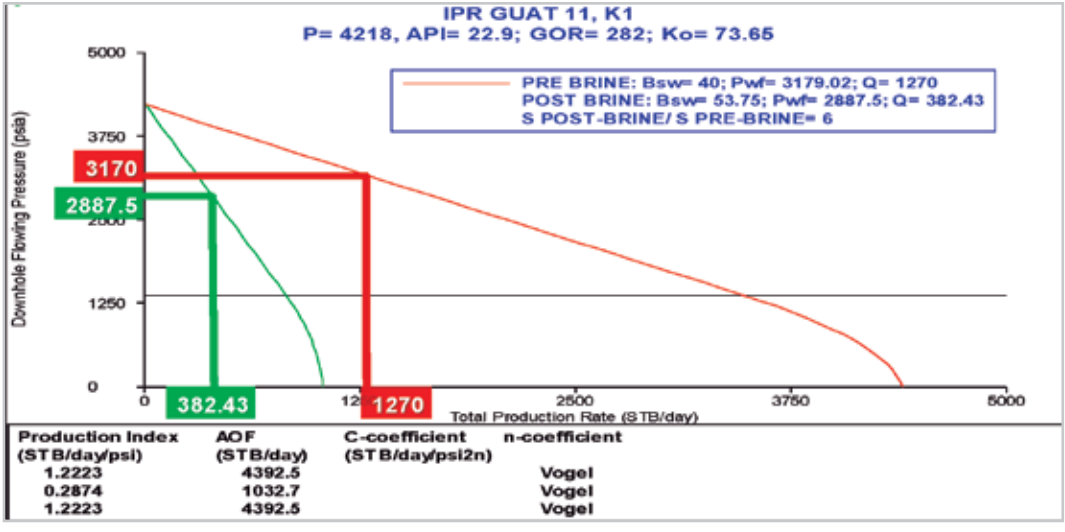

SOURCE: THE AUTHORS

**Figure 8.** Diagnostic diagram of G-11 oil-well.

The diagnostic diagram is a graph allowing visualizing and analyzing the history of producing strata, fluid levels or pump´s inlet pressure, events, extraction conditions, etc. In **Figure 8** it can be seen that after the maintenance work, the G-11 oil-well production was significantly reduced, that was caused by the formation damage generated during the respective work.

**Production modeling**

From **Figure 8** and considering conditions with or without damage caused by completion brine, the nodal analysis was performed on G-11 oil-well, as shown in **Figure 9**.

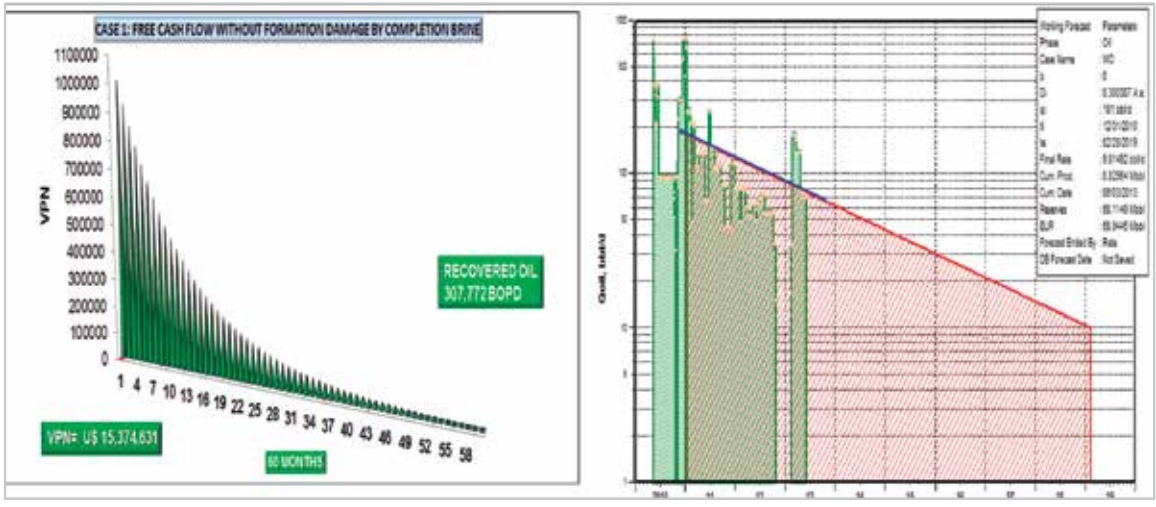



SOURCE: THE AUTHORS

**Figure 9.** Nodal analysis with and without damage caused by completion brine on G-11 oil-well.

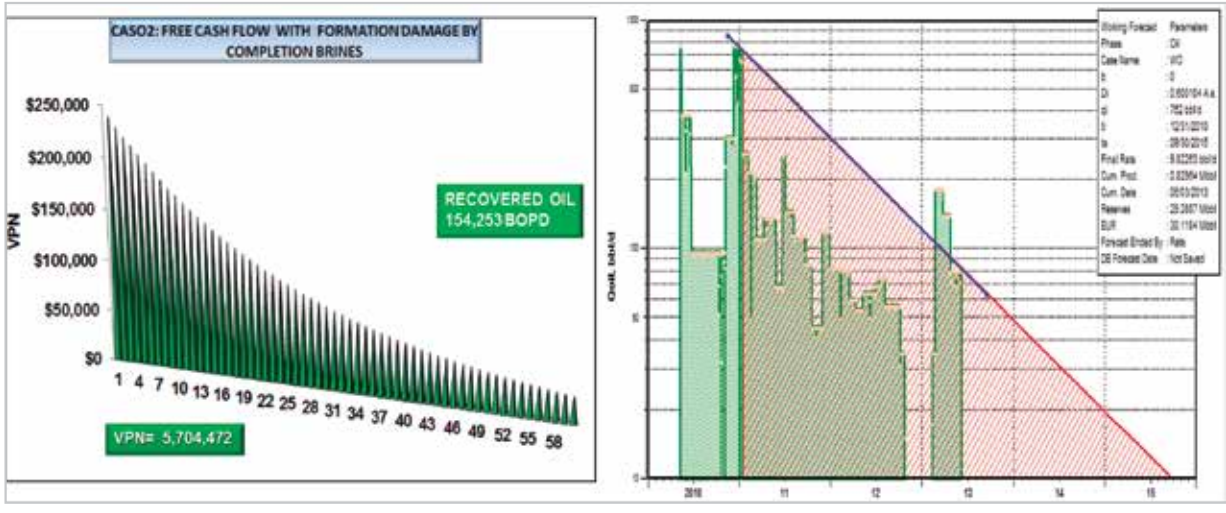
## Economic assessment

**Figures 10** and **11** show the economic evaluation (VPN) for two production scenarios with and without formation damage caused by completion brine, taking into account the loss of productivity that was presented in G 11 after a job done in January 2011.




SOURCE: THE AUTHORS

**Figure 10.** Economic assessment without damage caused by completion brine, G-11 oil-well.




SOURCE: THE AUTHORS

**Figure 11.** Economic assessment with damage caused by completion brine, G-11 oil-well.

## Conclusions and recommendations

An improper selection of the completion brine can generate a level of formation damage and loss of productivity in the oil-wells, to the point of making them unproductive.

For proper selection of the completion brine it is required making a comprehensive evaluation at laboratory and at the field, such as the one developed in this paper.

In the case of completion brine used in a well area (sands T2, K1 and K2), a possible formation damage was established by the incompatibility of the completion brine and the fluids and minerals of the formation.

Among the main damage types of damage caused by incompatibility between the completion brine and crude oil there are: emulsion formation and tendency to formation of inorganic deposits ($BaSO_4$, $CaCO_3$, $Fe_2CO_3$), plugging solids, etc.

When mixing completion brine and produced water, the tendency of formation of inorganic deposits is higher at reservoir level than at surface, for $C_aCO_3$ and $Fe_2CO_3$. In the case of scaling tendency of $BaSO_4$, it increases more at the surface than at reservoir level.

On the surface, a 6 oil-well has the critical condition as to the tendency of formation of $C_aCO_3$, the S South-8 oil-well is the most critical condition as to the tendency of formation of BaSO4 and well L-2 has the condition most critical in terms $Fe_2CO_3$ forming tendency.

At the reservoir level, the A 6, S Sur-4 and S Sur-8 oil-wells are the most critical in terms of the tendency of formation of $CaCO_3$; S Sur-8 oil-well has the most critical condition as to the tendency of formation of $BaSO_4$. L-2 and A-6 oil-wells are the most critical in the formation tendency of $Fe_2CO_3$.

In relation to the analysis of production, in the case study presented in this paper (G11), after the maintenance work performed in January 2011, a loss of productivity was due to formation damage generated by the use of inadequate completion/control brine.

A nodal analysis for the well G-11, showed a damage ratio of 6 (post brine damage / pre brine damage).

The economic analysis showed that G-11 oil-well productivity losses represents close to USD 10 million for the assessment of a 6-year scenario.

## Nomenclature

| | |
|---|---|
| **SEM** | = Scanning Electron Microscope |
| **Unit K1** | = Producing formations K1 |
| **Unit T2** | = Producing formations T2 |
| **Unit K2** | = Producing formations K2 |
| **g/cm³** | = grams/cubic centimeter |
| **lb/gal** | = pounds/gallon |
| **W/O** | = water in Oil emulsion |
| **NH4Cl** | = Ammonium chloride |
| **NaCl** | = Sodium chloride |
| **NaBr** | = Sodium Bromide |
| **KCl** | = Potassium chloride |
| **CaCl** | = Calcium chloride |
| **CaBr** | = Calcium bromide |
| **$ZnBr_2$** | = Zinc bromide |
| **AFQ** | = Physical Chemical Analysis |
| **ST** | = Tendency to form scale |
| **$BaSO_4$** | = Barium Sulfate |
| **$CaCO_3$** | = Calcium Carbonate |
| **$Fe_2O_3$** | = Iron oxide |
| **$BaCO_3$** | = Barium Carbonate |
| **µm** | = micro meter |
| **AOF** | = Absolute Open Flow |
| **VPN** | = Net Present Value |

## References

API RP 42. Laboratory Testing of Surface Active Agents for Well Stimulation, Section 1: Emulsion Tests for Characterization of Surface Active Agents in Acid, Brine or Oil. Section 2: Surface Active Agent Evaluation by Flow Test in Cores, second edition. 1977. Washington, DC: API.

API RP 42. Laboratory Testing of Surface Active Agents for Well Stimulation, Section 3: Interfacial Tension and Wettability, second edition. 1977. Washington, DC: API.

Howard, S. 2012. Manual Técnico de Formiatos. Sección B10: Compatibilidad con el Reservorio. Boston, Massachusetts: Cabot Corporation. http://www.salmuerasdeformiato.com/Portals/16/Tech%20Manual%20Spanish/MANUALDEFORMIATOS_B10_Compatibilidad_con_el_reservorio.pdf (descargado el 3 de marzo de 2014).

Islas Silva, C. 1991. *Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros*. México, D.F.: Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.

Jaimes Plata, M.G., Castillo Núñez, R.D., Poveda Malaver, D.M., et al. 2011. Selección y Evaluación de Fluidos de Estimulación y Completamiento, en Pozos de las Superintendencias SOC, SOM, SOR, SOP, SOH, POB y GNO de ECOPETROL, Bogotá, Colombia.

Marfisi, S. y Salager, J.L. 2004. Deshidratación de Crudo: Principios y Tecnología. Mérida, Venezuela: Cuaderno FIRP, Universidad de los Andes, Escuela de Ingeniería Química. http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S853PP_Deshidratacion.pdf (descargado el 3 de marzo de 2014).

Ostroff, A.G. 1979. *Introduction to Oilfield Water Technology*. Houston, Texas: National Association of Corrosion Engineers.

Pinzón Torres, C., García Ortiz, L.S. y Rodríguez Osorio, D.F. 2009. Modelamiento Termodinámico para la Inhibición de Incrustaciones de Carbonato de Calcio en Sistemas Hidrocarburos. *Revista Ingeniería y Región* **6** (1): 33-43.

Priego Feria, O. y Zamudio López, G. 2002. Propuesta e Implementación de Mejora del Desalado de Petróleo Crudo del Campo Samario III. Efecto del Uso de Dos Etapas y Modificación del Mezclado del Agua de Dilución. Tesis de maestría, Universidad de las Américas Puebla, Escuela de Ingeniería, Cholula, Pue., México. http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/mip/priego_f_o/capitulo2.pdf (descargado el 3 de marzo de 2014).

Villar García, A. y Castañeda Monsalve, D.C. 2011. Informe Evaluación de Tratamientos de Estimulación Orgánica, Salmueras de Trabajo y Fluidos de Control de Pérdidas, para la Superintendencia de Operaciones de Mares SOM, ECOPETROL, Bogotá, Colombia.

## Semblanza del autor

**Manuel Guillermo Jaimes Plata**

Ingeniero de Petróleo, se graduó de la Universidad Industrial de Santander (Colombia) en marzo de 1990. Actualmente cuenta con 24 años de experiencia profesional en la compañía petrolera estatal de Colombia (Ecopetrol), de 17 años como ingeniero de campo y los últimos siete años liderando proyectos de optimización de la producción de la investigación y desarrollo del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP). Ha participado como ponente y ha publicado artículos en más de 20 eventos a nivel nacional e internacional y ha trabajado en varios proyectos de investigación patrocinados por Colciencias, Ecopetrol y la Universidad Industrial de Santander. Actualmente está terminando los estudios de Magister en Dirección de Hidrocarburos y es parte del grupo de investigación “Modelado de Procesos de Hidrocarburos” y del comité editorial de la revista “Fuentes” en la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Industrial de Santander.

# Optimización del movimiento de equipos de perforación y reparación de pozos considerando riesgos

*Eduardo Poblano Romero*
*eduardo.poblano@pemex.com*
***Subdirección de Producción Región Marina Noreste***
***Gerencia de Programación y Evaluación***
*Juan Manuel Hernández Espinosa*
*jespinosa6@slb.com*
***Schlumberger Information Solutions,***
***Mexico Region Marine***

**Información del artículo: Recibido: junio de 2014-aceptado: diciembre de 2014**

## Resumen

Se presenta una metodología que se desarrolla en el Activo de producción Cantarell (APC), para análisis y evaluación de trenes de intervención a pozos. Es una herramienta cuyas principales fortalezas son la evaluación económica de los proyectos "intervención a pozo", considerando el riesgo e incertidumbre asociados y la generación de pronósticos de producción incremental probabilistas.

Las consideraciones prioritarias en la elaboración de programas de intervención a pozos y de producción (POS, POM, POT, POA o cartera de proyectos) se enfocan principalmente en aspectos técnicos y operativos asumiendo como positivo el resultado económico, en este ejercicio se da relevancia a la eficiencia económica de las intervenciones y se consideran los riesgos de índole técnica, operativa y económica, convirtiéndose en una prioridad la administración eficiente de los recursos de inversión. Haciendo una caracterización probabilista del comportamiento de las variables críticas relacionadas con el proceso y con la consideración de técnicos especialistas, se generan escenarios de producción donde es posible identificar el valor de cada intervención y de los trenes de trabajo establecidos, con esto, se replantea el movimiento de equipos dando prioridad a las intervenciones de alta eficiencia económica y bajo riesgo, incrementando el valor del proyecto.

**Palabras clave:** Optimización de programas, incertidumbre, análisis de riesgo, distribuciones de probabilidad, tren pozos, programa operativo.

# Optimizing the wells drilling and workover program considering risks

## Abstract

This document describes an example about a methodology implemented in an Asset of the North East Marine Region of Pemex for optimization economic efficiency and considering the risk and uncertainty associated to trains of drilling and workover wells.

All companies of the oil industry is faced with optimizing their processes in order to get the most benefit with the least resources, however, priority considerations in developing programs for movement of equipment production schedule monthly, yearly, quarterly or Weekly or possibly for a portfolio of projects are focused only to the technical and

operational, leaving aside the economic efficiency, not considering that the economy plays a very important role to help the company achieve its objectives.

This environment requires the Asset to make a downsizing in the use of resources becoming a priority rigorous management processes and deepen the search for work schemes and incorporating different methodologies that optimize the use of resources and ensure better value capture.

Result of an effort made in the Offshore Cantarell Asset for risk analysis and decision on trains drilling and workover well; developed a comprehensive methodology and model for the analysis and evaluation of trains, whose main strengths are the comprehensive economic assessment considering the risk and uncertainty associated with in Monte Carlo simulation.

**Keywords:** Program optimization, uncertainty , risk analisis, probability distribution, program of wells, operative program.

## Introducción

El Activo Cantarell tiene bajo su administración los campos Akal, Nohoch, Sihil, Chac, Ixtoc, Kutz, Takin, Kambesah, Ek y Balam. Los yacimientos de los campos Kambesah y Sihil (Calcarenitas, Brecha (BTPKS) y Jurásico Superior Kimerigdiano (JSK)) están en etapa de desarrollo, mientras que el resto de los yacimientos del Activo Cantarell se encuentran en la categoría de campos con un grado avanzado de madurez, por tal razón, los esfuerzos están encaminados a incrementar sus factores de recuperación incorporando tecnologías de vanguardia y eficientando los procesos aprovechando el potencial productivo de los yacimientos. La administración de yacimientos maduros obliga a un sin número de iniciativas a fin de mantener y/o incrementar los niveles de producción, en Cantarell destacan las siguientes:

- **Mantenimiento de presión** mediante la inyección de $N_2$ y reinyección de gas amargo, campo Akal.
- Administrar la explotación de los campos Kutz, Chac, Nohoch y Takin para **controlar la producción de agua.**
- **Optimización** de la explotación en **ventanas reducidas.**
- **Incrementar número de bocas en áreas** dulces o **no drenadas**.
- **Desarrollo in-fill** de campos con **reserva remanente**; Sihil e Ixtoc.
- **Desarrollo e implementación del proceso de doble desplazamiento.**
- Aplicar controles de agua y gas, estimulaciones y limpiezas en pozos para **mantener la producción base.**
- **Mantenimiento de la productividad** de los pozos mediante rediseños y optimización de aparejos de producción y bombeo neumático.
- **Construcción de infraestructura adicional** para el manejo de producción y aprovechamiento de gas.
- Fortalecimiento de los equipos multi-disciplinarios con especialidades críticas.
- Incremento de la vida útil del BEC.
- Etc.

La incertidumbre asociada al comportamiento de los yacimientos y a la operación durante las intervenciones a pozos bajo estas condiciones, nos impulsa a la generación y aplicación de esta metodología que en esencia permite la generación de escenarios de producción evaluando la eficiencia económica de las intervenciones a pozos y la consideración de los principales riesgos asociados a los trabajos en los pozos, seleccionando aquellos escenarios que presentan la mejor rentabilidad y los menores riesgos.

## Desarrollo del tema

A continuación se muestra un bosquejo general de la metodología. Se desarrolló utilizando un modelo en Excel, procesos para el análisis de riesgo y la caracterización probabilista de variables, simulación Montecarlo y programación Visual Basic.

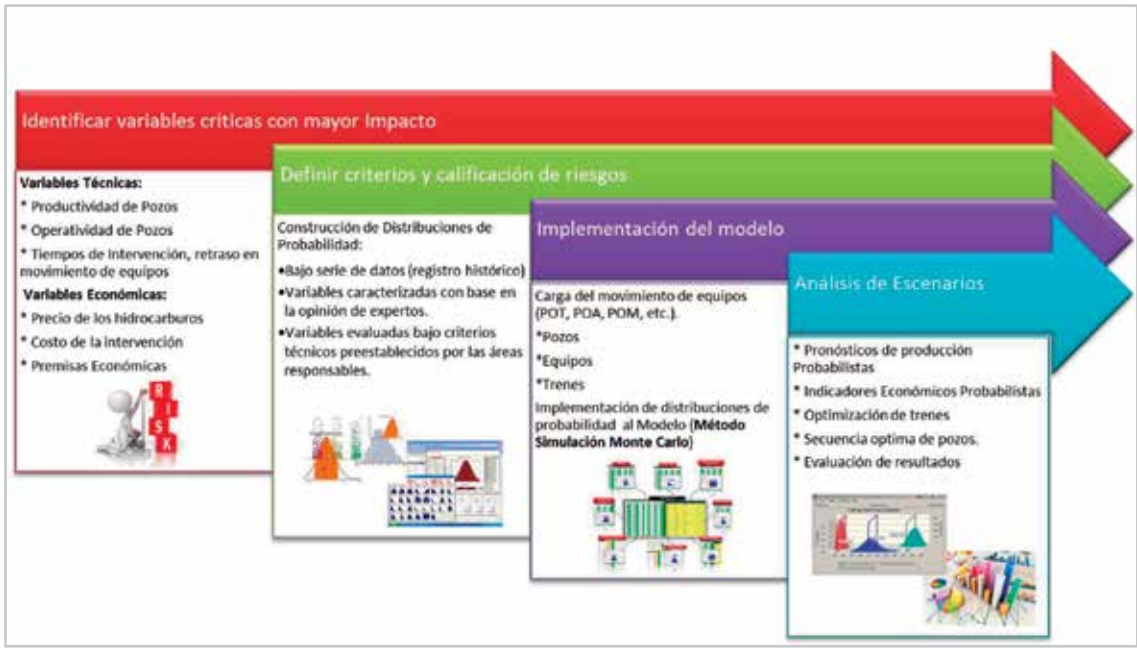



**Figura 1.** Propuesta de metodología.

## 1. Identificar variables críticas con mayor impacto

Tomando en cuenta el estado que guardan los yacimientos que conforman el proyecto, se identifican las variables fundamentales que caracterizan a cada intervención propuesta.

Variables técnicas:

- Riesgo operativo
- Riesgo de lograr la producción
- Gasto de aceite inicial
- Declinación de la producción
- Tiempo estimado de vida productiva
- Tiempo de retraso en las intervenciones

Variables económicas:

- Precio de los hidrocarburos
- Tipo de cambio
- Costo de la intervención
- Costo de producción
- Tasa de descuento

## 2. Caracterización de variables según su naturaleza y construcción de distribuciones de probabilidad

Las variables técnicas y económicas señaladas pueden dividirse para su caracterización como variables soportadas en su registro histórico, variables caracterizadas con base en la opinión de expertos y variables evaluadas bajo criterios técnicos preestablecidos por las áreas responsables (yacimientos, productividad de pozos, intervención a pozos, etc.). Naturalmente el análisis de datos deberá

efectuarse honrando el comportamiento de cada campo, bloque, yacimiento; según corresponda. De esta forma para cada variable se determina una curva de distribución probabilística que la caracteriza, por ejemplo:

**Gasto de aceite inicial**

Cuanto mayor sea el tamaño de la muestra, mayor será el ajuste entre la distribución muestral y la distribución generada (correspondiente a la información estadística) sobre la que se basa la muestra.

Para la selección de la mejor distribución de probabilidad, se considera aquella que el software para análisis de riesgo que se emplee sugiera, sin embargo, la experiencia desarrollada por el experto en análisis de datos es fundamental para la selección del modelo a utilizar. La distribución seleccionada será la utilizada dentro del modelo de optimización y considerada en el proceso de simulación Montecarlo, para el caso de Qo en terminaciones para el campo Akal se seleccionó la distribución **Lognormal**.

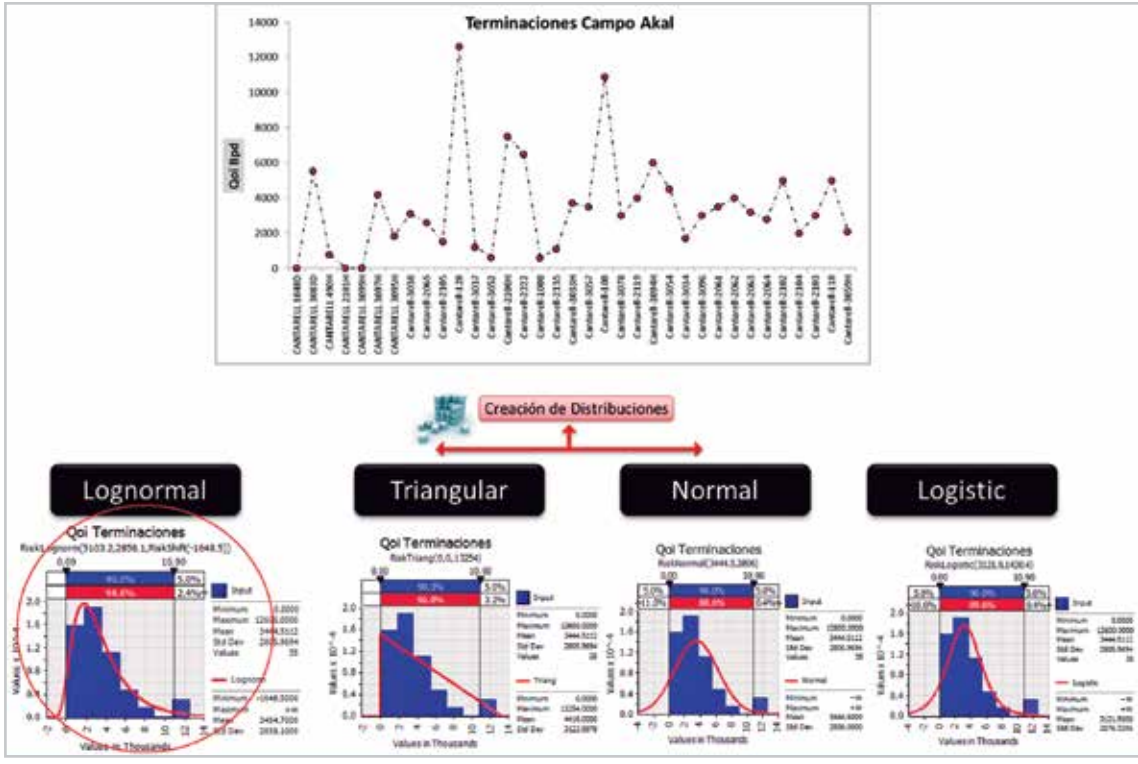



**Figura 2.** Creación de distribuciones para Qoi terminaciones campo Akal.

**Tiempo de retraso en las intervenciones**

Para el caso la variable **tiempo de retraso de las intervenciones**, se considera la estadística, las fechas programadas se comparan contra fechas reales y los días obtenidos en la resta representan el tiempo de retraso o adelanto, ya sea por falta de disponibilidad de equipos, problemas en la operación, etc.

Para este caso en el campo Akal, la distribución de probabilidad será la **Invgauss**, ya que es la que ajusta al muestreo estadístico (valores azules) de la información analizada.

| Pozo | Intervención | Inicio Prog. | Fin Prog | Inicio Real | Fin Real | Días Prog. | Días Real | Dif Porg Vs. Real |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| CANTARELL 1025 | REP. MAYOR | 06/07/2013 | 04/08/2013 | 04/06/2013 | 18/10/2013 | 29 | 136 | 107 |
| CANTARELL 1028 | REP. MAYOR | 12/11/2012 | 02/01/2013 | 14/02/2013 | 16/04/2013 | 51 | 61 | 10 |
| CANTARELL 1060 | REP. MAYOR | 23/12/2012 | 27/03/2013 | 20/08/2013 | 23/12/2013 | 94 | 125 | 31 |
| CANTARELL 1062 | REP. MAYOR | 11/02/2013 | 22/03/2013 | 16/06/2013 | 18/07/2013 | 39 | 32 | -7 |
| CANTARELL 2063 | REP. MAYOR | 31/01/2013 | 30/04/2013 | 22/03/2013 | 16/07/2013 | 89 | 116 | 27 |
| CANTARELL 2100-H | REP. MAYOR | 10/02/2013 | 15/04/2013 | 22/03/2013 | 28/06/2013 | 64 | 98 | 34 |
| CANTARELL 2277 | REP. MAYOR | 28/01/2013 | 21/02/2013 | 22/01/2013 | 11/04/2013 | 24 | 79 | 55 |
| CANTARELL 2299-D | REP. MAYOR | 11/01/2013 | 25/01/2013 | 15/12/2012 | 15/01/2013 | 14 | 31 | 17 |
| CANTARELL 247-D | REP. MAYOR | 15/01/2013 | 13/02/2013 | 07/04/2013 | 21/09/2013 | 29 | 167 | 138 |
| CANTARELL 269 | REP. MAYOR | 16/02/2013 | 17/03/2013 | 08/05/2013 | 10/08/2013 | 29 | 94 | 65 |
| CANTARELL 287 | REP. MAYOR | 20/03/2013 | 18/04/2013 | 23/09/2013 | 19/11/2013 | 29 | 57 | 28 |
| CANTARELL 3006 | REP. MAYOR | 29/06/2012 | 01/01/2013 | 30/06/2012 | 06/01/2013 | 186 | 190 | 4 |
| CANTARELL 3021-D | REP. MAYOR | 20/08/2012 | 01/01/2013 | 20/08/2012 | 12/01/2013 | 134 | 145 | 11 |
| CANTARELL 418 | REP. MAYOR | 15/05/2013 | 13/06/2013 | 28/06/2013 | 30/08/2013 | 29 | 63 | 34 |
| CANTARELL 429 | REP. MAYOR | 16/06/2013 | 15/07/2013 | 29/09/2013 | 06/11/2013 | 29 | 38 | 9 |
| CANTARELL 435 | REP. MAYOR | 20/11/2013 | 31/12/2013 | 20/06/2013 | 27/07/2013 | 41 | 37 | -4 |
| CANTARELL 447 | REP. MAYOR | 08/12/2013 | 31/12/2013 | 04/07/2013 | 26/09/2013 | 23 | 84 | 61 |
| CANTARELL 84 | REP. MAYOR | 08/12/2012 | 07/03/2013 | 19/10/2012 | 22/01/2013 | 89 | 95 | 6 |
| CANTARELL 2194 | REP. MAYOR | 04/03/2013 | 17/04/2013 | 13/08/2013 | 25/10/2013 | 44 | 73 | 29 |

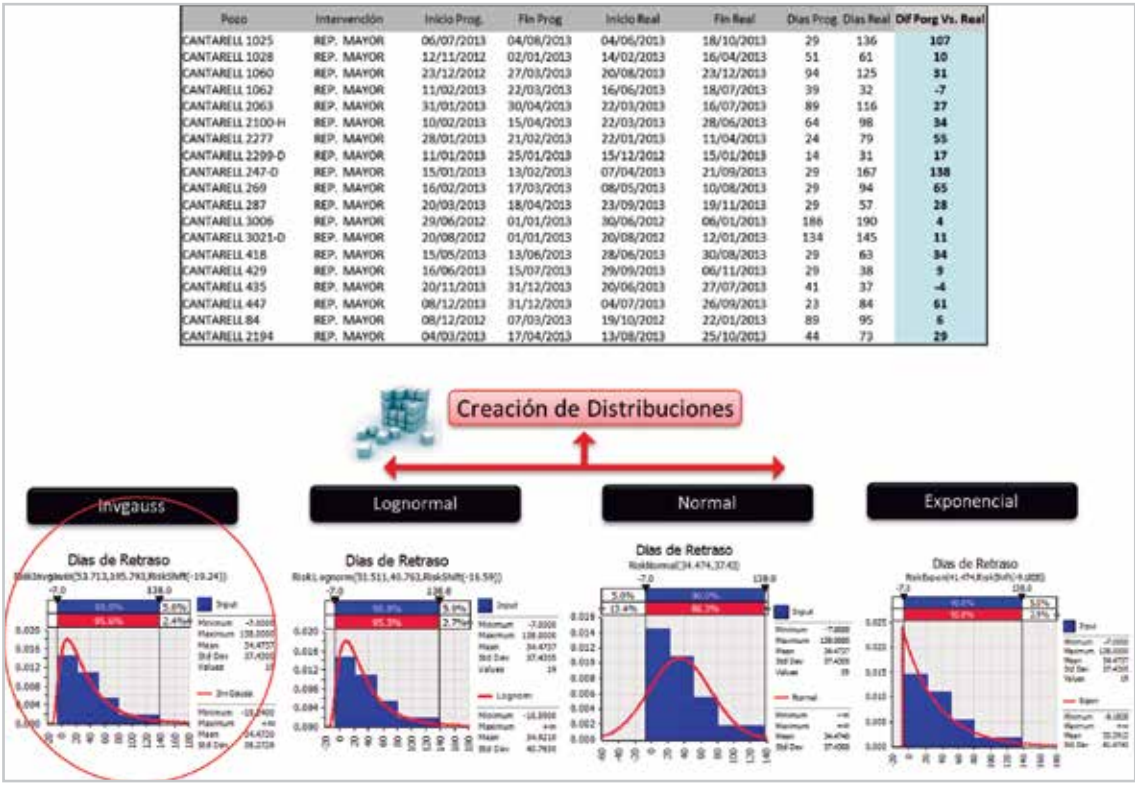



**Figura 3.** Creación de distribuciones para tiempo de retraso en las intervenciones.

**Riesgo operativo – certidumbre operativa**

Para disponer de una evaluación del riesgo operativo en términos cuantificables, para cada yacimiento consideramos algunos factores como: la profundidad programada del objetivo, la máxima severidad programada, el desplazamiento requerido, la geometría del estado mecánico, etc. A cada factor se le asignan tres posibles casos teniendo a su vez cada caso un valor correspondiente a una fracción del porcentaje total. 100% significaría que tenemos absoluta certeza de lograr el objetivo en tiempo y forma.

| Certidumbre operativa | | |
|---|---|---|
| 1 | Profundidad total del pozo | |
| | Menor de 3,500 m. | 25 |
| | Entre 3500 - 4,000 m. | 20 |
| | Mayor de 4,000 m. | 15 |
| 2 | Ángulo del pozo | |
| | Menor a igual a 30 grados | 25 |
| | Entre 30 y 60 grados | 20 |
| | Mayor a 60 grados | 15 |
| 3 | Desplazamiento a objetivos | |
| | Menor o igual a 1,000 m. | 25 |
| | Entre 1,001 y 1,500 m. | 20 |
| | Mayor o igual a 1,501 m. | 15 |
| 4 | Geometría pozo | |
| | Nuevo (AD 6 1/2" - TR 7 5/8" - 5 1/2") | 25 |
| | Ventana AD 4 1/8" - 5 1/2" | 20 |
| | Ventana TR 5" - 5 1/2" | 15 |

Para cada yacimiento se seleccionan factores de riesgo operativo adecuados a sus características y problemáticas. Con el valor determinado para cada caso se genera una distribución uniforme considerando la posibilidad de tener un fracaso en un porcentaje igual a 100% menos el valor asignado de certidumbre operativa.

En el ejemplo siguiente se determinó una certidumbre operativa del 70%, esto significa que existe un riesgo de tener un pozo improductivo del 30%. Esta consideración del riesgo operativo se modela con una distribución uniforme, la cual se conforma de valores de 1 a 100% (0.01 a 1), esto nos indica que tiene la misma probabilidad que ocurran valores del 1 a 100% en cada iteración de la simulación. Y en cada simulación si el valor seleccionado cae dentro del 70% correspondiente a la certidumbre, el pozo logrará alcanzar su objetivo y por lo tanto se le asignará su ***gasto de aceite inicial (Qoi),*** de otra forma significará que el pozo no alcanzó su objetivo.

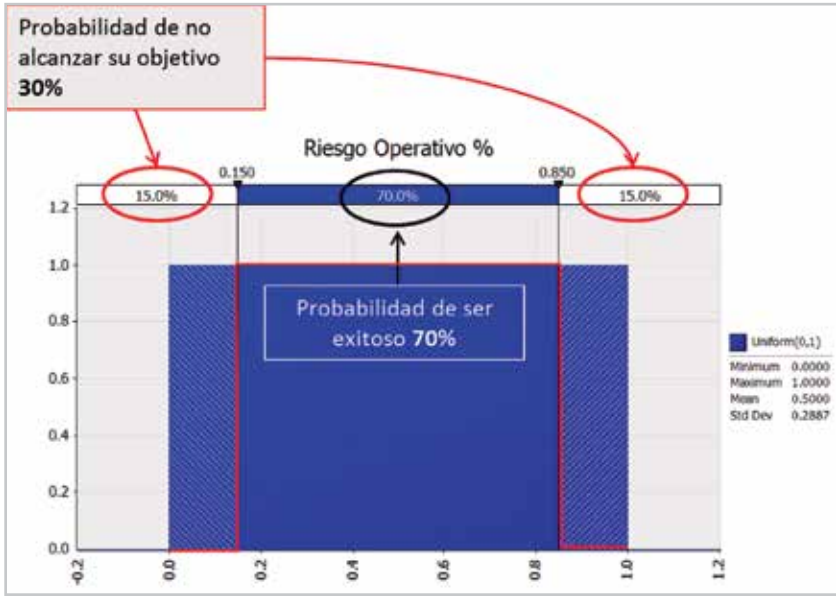



**Figura 4.** Creación de distribuciones para riesgo operativo.

**• Riesgo de lograr la producción – certidumbre de obtener la producción**

Para caracterizar esta variable se consideran los factores asociados con el comportamiento dinámico del sistema yacimiento-pozo que pudiesen impedir el éxito de obtener la producción, de tal forma que para Akal por ejemplo, se seleccionaron los siguientes:

Con el valor determinado para cada caso se procede de la misma forma que en el riesgo operativo para generar la distribución de probabilidad.

Por ejemplo, de acuerdo a la calificación del pozo, éste tiene un **riesgo de lograr la producción del 10%,** el 90% es la probabilidad de ser exitoso y 10% de no ser productivo, (pozo seco).

| Certidumbre de Producción | | |
|---|---|---|
| 1 | Cercanía contacto Agua - Aceite | |
| | Mayor de 150 m. | 25 |
| | Entre 150 y 80 m. | 20 |
| | Menor 80 m. | 15 |
| 2 | Espaciamiento entre pozos | |
| | Mayor de 350 m | 25 |
| | Entre 350 y 300 m | 20 |
| | Menor 300 m. | 15 |
| 3 | Calidad de roca | |
| | Buena | 25 |
| | Mediana | 20 |
| | Mala | 15 |
| 4 | Fracturamiento | |
| | Intenso | 25 |
| | Mediano | 20 |
| | Bajo | 15 |

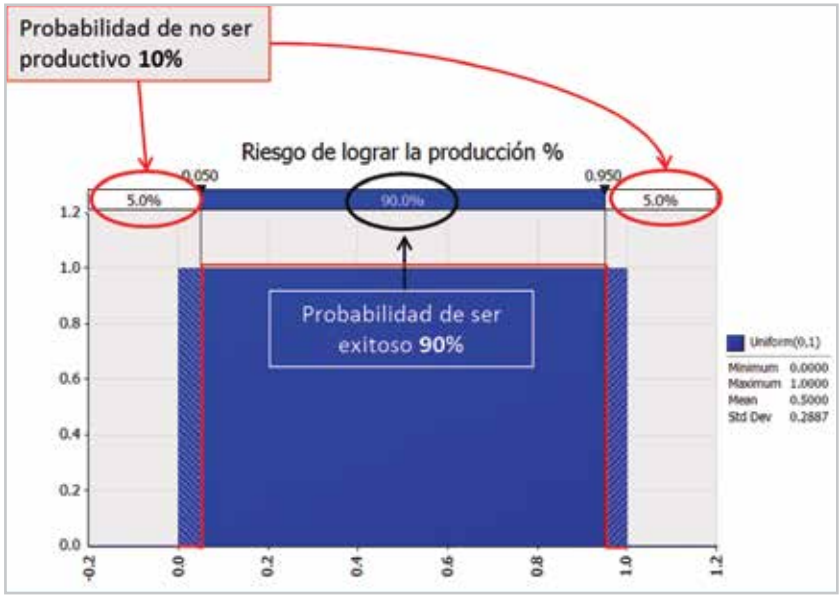



**Figura 5.** Creación de distribuciones para riesgo de lograr la producción.

## 3. Implementación del modelo

El método Montecarlo es un método numérico que permite resolver problemas físicos y matemáticos mediante la simulación de variables aleatorias. La simulación Montecarlo realiza el análisis de riesgo con la creación de modelos de posibles resultados mediante la sustitución de un rango de valores —una distribución de probabilidad— para cualquier factor con incertidumbre inherente. Luego, calcula los resultados una y otra vez, usando un grupo diferente de valores aleatorios de las funciones de probabilidad.

Las técnicas de evaluación y análisis de datos, basadas en teorías de probabilidad y estadística sirven para disminuir el riesgo en la toma de decisiones. Por tal motivo, es de suma importancia contar con una buena base de datos, confiable y actualizada, que permita la generación de los insumos para la evaluación económica y de riesgo bajo técnicas de análisis probabilistas.

La combinación de poderosas herramientas estadísticas, métodos de pronósticos, análisis probabilísticos y cuantificar la incertidumbre, permiten desarrollar una valiosa metodología para el Activo de Producción Cantarell. En la **Figura 6** se esquematiza la forma en cómo trabaja el modelo.

**Figura 6.** Esquema de trabajo del modelo.

**Características del modelo creado**

Se generó un modelo en Excel en el cual se destacan las siguientes capacidades:

- Permite la carga de la información detallada del movimiento de equipos en una forma semiautomática.
- Considera los factores de declinación correspondiente a cada yacimiento.
- Permite la generación de pronósticos de producción incremental deterministas por pozo, yacimiento, integrales, etc.
- Considera premisas económicas y calcula indicadores de rentabilidad por pozo, yacimiento, integrales, etc.
- Tiene la capacidad de asociar distribuciones de probabilidad para cada intervención a pozo de una manera fácil y práctica.
- Permite la generación de pronósticos de producción incremental probabilistas por pozo, yacimiento, integrales, etc.
- El modelo genera simultáneamente el cálculo de todos los pozos determinando sus producciones y sus indicadores de rentabilidad en el número de iteraciones que se consideren necesarias (un ejercicio que contenga 250 intervenciones y 1,000 iteraciones, puede tardar del orden de 5 minutos en ejecutarse).
- Dispone de un módulo de resultados que permiten el fácil manejo de los mismos para su interpretación y análisis.

**Carga de información al modelo**

Como insumo base se considera la propuesta del movimiento de equipos de un programa operativo (semanal, trimestral, mensual o anual), una vez efectuada la revisión general de la información (control de calidad) en fechas, pozos, tiempos, tipo de intervenciones, etc., se efectúa la carga al modelo creado en Excel.

Se deberán cargar los valores de declinación correspondientes así como todas las premisas económicas necesarias y las consideraciones adicionales que se requieran para la generación de los pronósticos de producción e indicadores de rentabilidad.

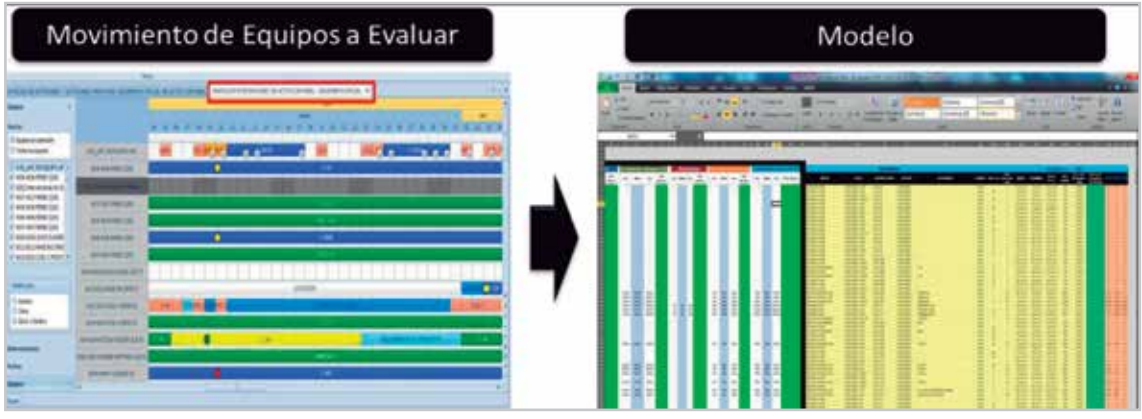



**Figura 7.** Carga de movimiento de equipos al modelo.

**Implementación de distribuciones de probabilidad para cada variable**

El método de Montecarlo da solución a una gran variedad de problemas matemáticos haciendo experimentos con muestreos estadísticos en una computadora. El método es aplicable a cualquier tipo de problema.

Como siguiente paso se continúa con la carga de las distribuciones de probabilidad para cada variable utilizada

en el modelo con el fin de evaluar el riesgo con el método de simulación Montecarlo. Mediante el uso de distribuciones de probabilidad, las variables pueden generar diferentes resultados. Las distribuciones de probabilidad son una forma mucho más realista de describir la incertidumbre en las variables de un análisis de riesgo, en las **Figuras 8** y **9** se esquematiza la forma en que las variables caracterizadas interactúan en el modelo mediante simulación Montecarlo para generar resultados probabilistas.

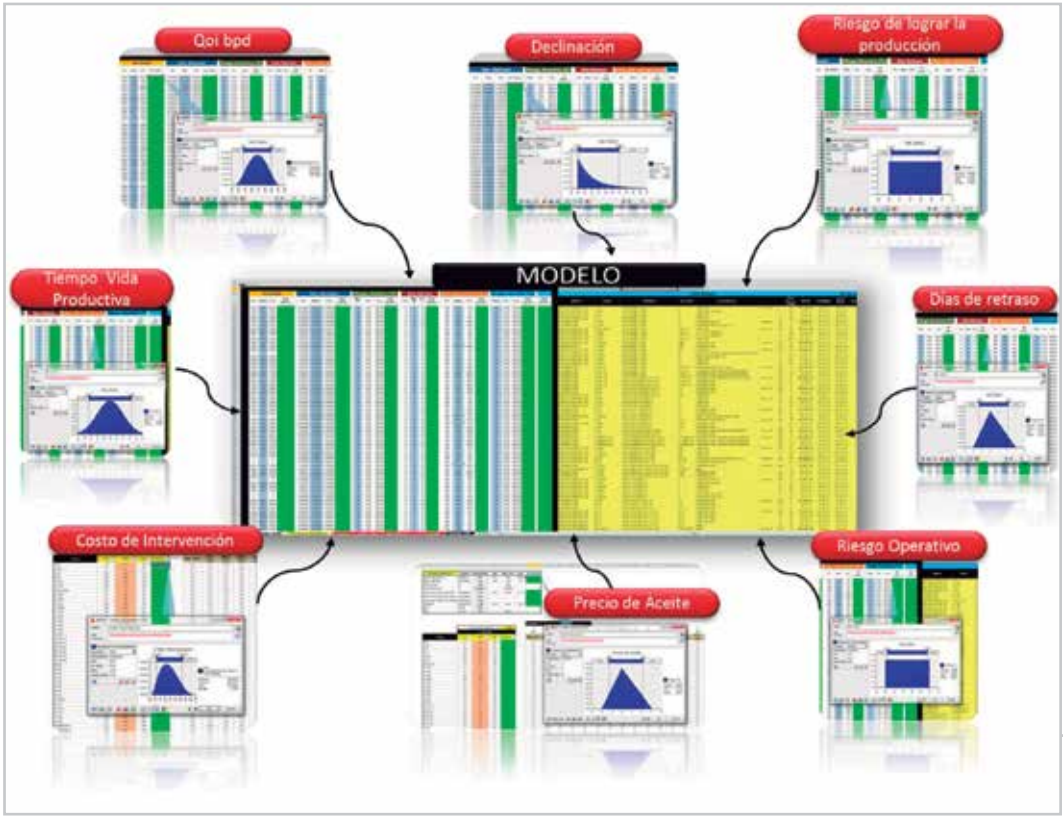



**Figura 8.** Implementación de distribuciones de probabilidad para cada variable.

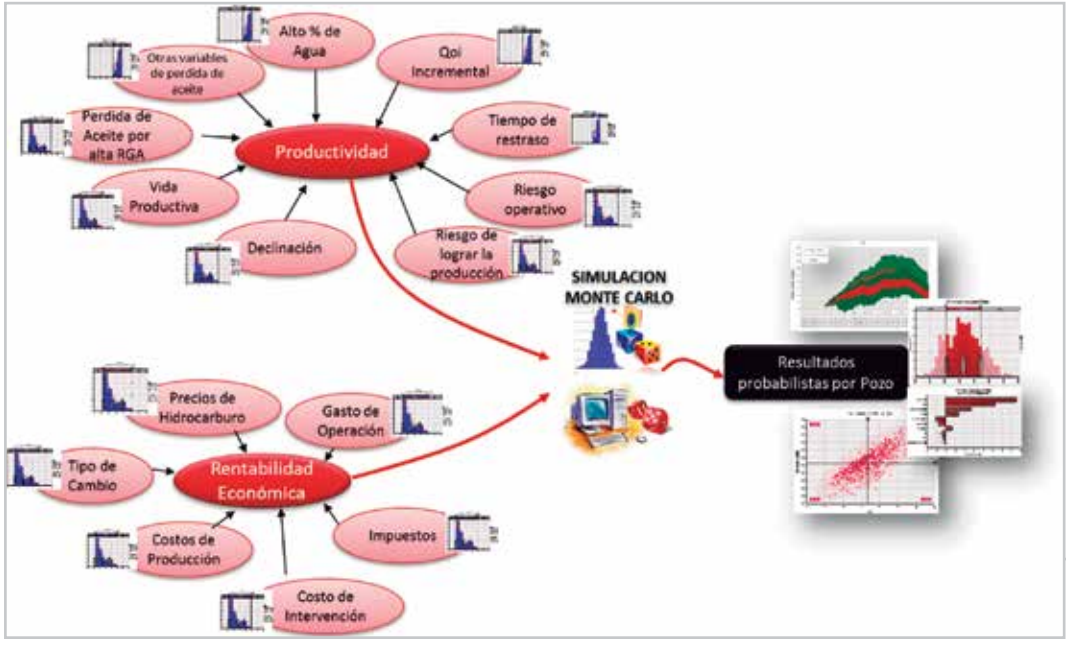



**Figura 9.** Diagrama de interacción de las variables dentro del modelo con simulación Montecarlo.

## 4. Análisis de escenarios

La generación de escenarios de producción, evaluando la eficiencia económica de las intervenciones y la consideración de los principales riesgos asociados a los trabajos en los pozos, nos permite seleccionar aquellos escenarios que presentan la mejor rentabilidad y los menores riesgos.

Con los resultados probabilistas, comparando valor (media) vs riesgo (deviación estándar), considerando el indicador económico valor presente neto, mediante un análisis de **frontera eficiente** en el cual se pueden identificar las oportunidades que generen mayor valor y su riesgo económico asociado, se visualizan los escenarios permitiendo la selección de la mejor propuesta acorde con el riesgo que el Activo considere adecuado.

El riesgo es medido en el eje horizontal y el retorno esperado en el eje vertical, este tipo de análisis coadyuva para tener una mejor visión y para sustentar la toma decisiones, no necesariamente la mejor opción es la que tiene menor riesgo, a veces es lo contrario se gana más con la opción con mayor riesgo, es de acuerdo al nivel de riego que se esté dispuesto a asumir.

El inversionista podrá escoger la opción que prefiera dado su apetito o grado de aversión al riesgo. Si se quieren retornos altos sin importar el nivel de riesgo, se escogen los pozos o equipos del cuadrante C. Si se prefiere un nivel medio de riesgo se escogen los pozos y/o equipos del cuadrante B, y si tiene aversión al riesgo se tendrán que escoger los pozos y/o equipos del cuadrante A.

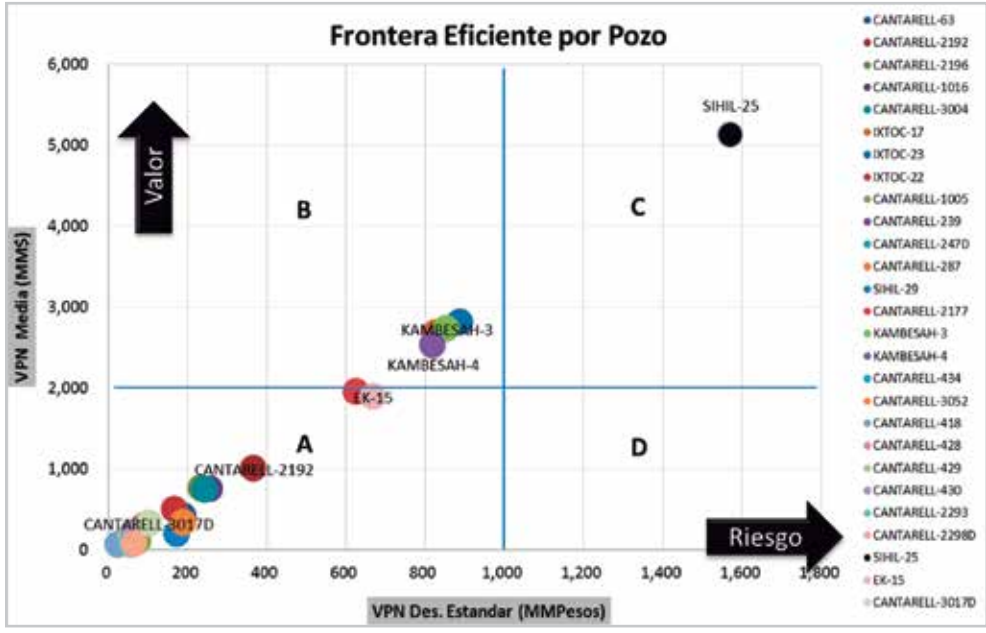



**Figura 10.** Frontera eficiente por pozo, (valor vs riesgo).

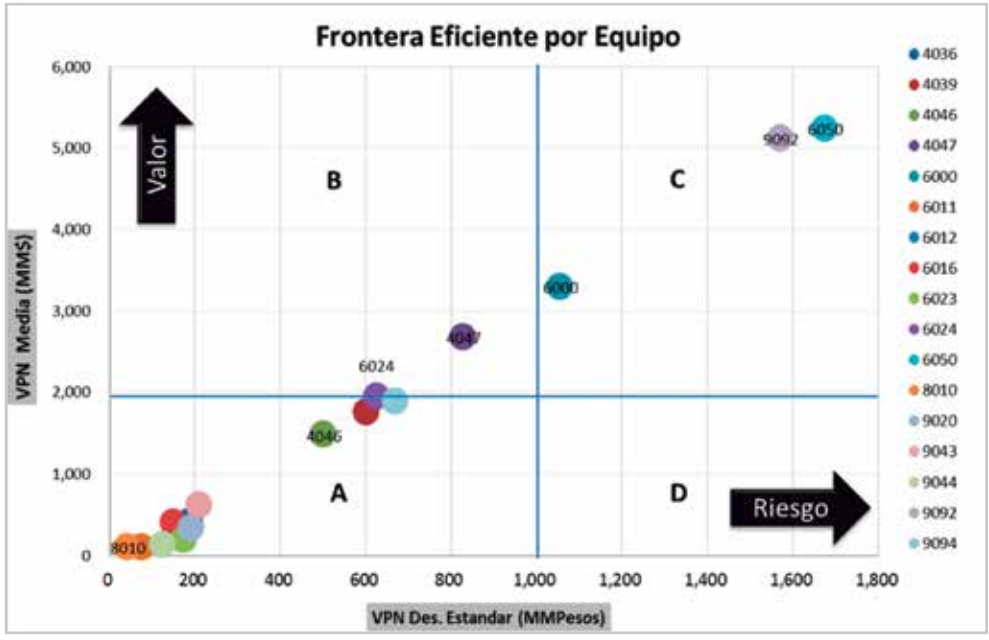



**Figura 11.** Frontera eficiente por equipo, (valor vs riesgo).

El modelo entrega para cada tren de trabajo, equipo, pozo el comportamiento probabilista de las ganancias esperadas, de tal forma que los recursos de inversión y disponibilidad de equipos deberán asignarse de manera que se maximicen las ganancias.

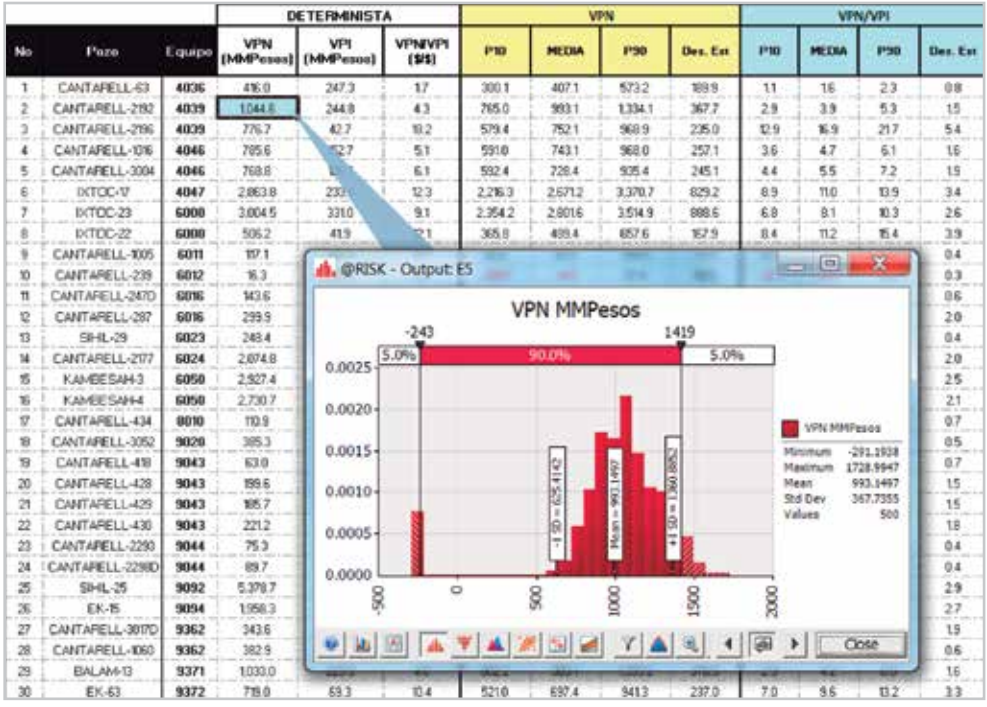



**Figura 12.** Resultados probabilistas por pozo, equipo.

**Secuencia óptima para cada tren**

**Optimización:** hace referencia a buscar la mejor manera de realizar una actividad. En este caso, optimizar un movimiento de equipo se refiere a realizar una distribución de los recursos que asegure una mejor captura de valor y un menor riesgo económico asociado. En la **Figura 13** se presentan dos posibles reordenamientos considerando los resultados probabilistas, de acuerdo con la mayor ganancia y con el menor riesgo.

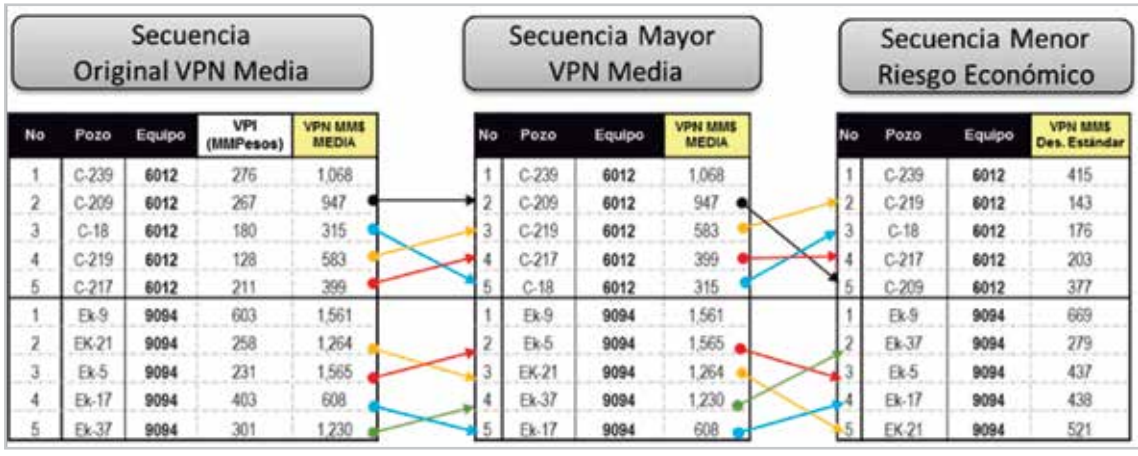



**Figura 13.** Secuencias de máxima ganancia y mínimo riesgo, equipos 6012 y 9043.

Toda vez que el grupo tomador de decisiones esté sensible al **orden de magnitud del riesgo, valores de desviación estándar del VPN en este caso, que considera razonable manejar de acuerdo con su experiencia desarrollada**, será posible determinar si es conveniente rezagar o adelantar pozos en el tren ordenado maximizando las ganancias. Pensemos por un momento que el riesgo permisible (desviación estándar del VPN) es de 350 MM$ para los pozos en el tren de trabajo del equipo 6012 y de 500 MM$ en el caso del 9094; con esto, el tren que se propone considerará rezagar los pozos C-209, Ek-5 y Ek-17 por observancia de sus desviaciones estándar probabilistas determinadas. Los trenes de trabajo serán los siguientes:

| | | | VPN MM$ | |
|---|---|---|---|---|
| No | Pozo | Equipo | MEDIA | Des. Estandar |
| 1 | C-239 | 6012 | 1,068 | 415 |
| 2 | C-219 | 6012 | 583 | 143 |
| 3 | C-217 | 6012 | 399 | 203 |
| 4 | C-18 | 6012 | 315 | 176 |
| 5 | C-209 | 6012 | 947 | 377 |
| 1 | Ek-9 | 9094 | 1,561 | 669 |
| 2 | EK-21 | 9094 | 1,264 | 521 |
| 3 | Ek-37 | 9094 | 1,230 | 279 |
| 4 | Ek-5 | 9094 | 1565 | 437 |
| 5 | Ek-17 | 9094 | 608 | 438 |

**Figura 14.** Tren óptimo considerando ganancias y riesgo.

**Pronósticos de producción probabilistas**: Tomando en cuenta todas las variables con sus respectivas distribuciones de probabilidad es posible construir pronósticos de producción probabilistas, éstos pueden ser por pozo, plataforma y/o equipo de perforación y reparación de pozos.

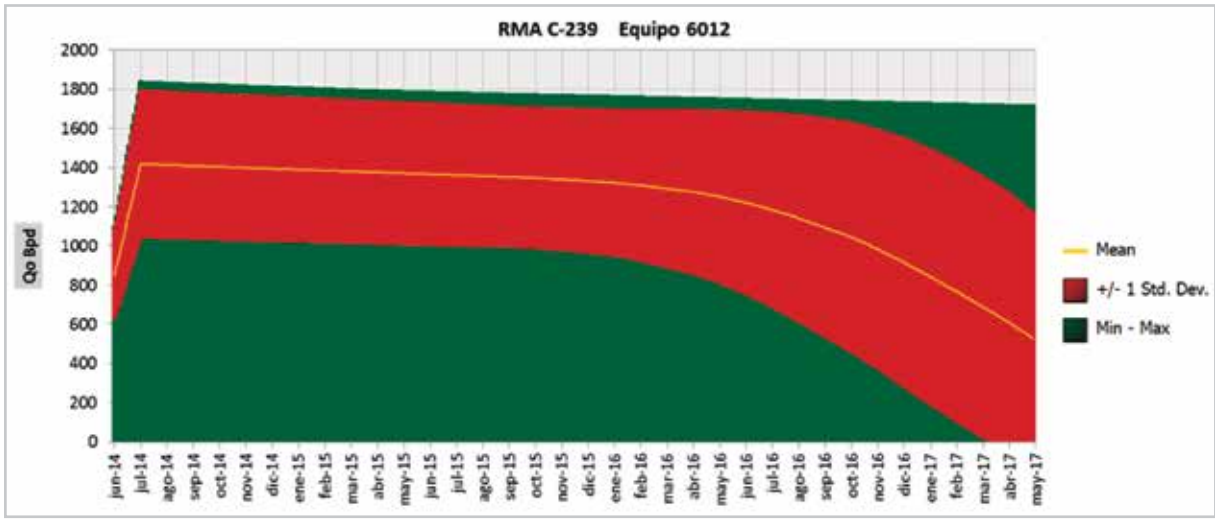



**Figura 15.** Pronósticos de producción probabilistas.

## Próximos pasos y conclusiones

- Con base en la historia y la opinión de especialistas, determinar por campo y equipo la magnitud de los riesgos que consideramos razonable correr. Estos valores permitirán concretar la aplicación sistemática de la presente propuesta.
- Fortalecer la base de datos a fin de mejorar la caracterización probabilista de las variables críticas en el proceso.
- El modelo permite la ágil generación de pronósticos de producción probabilistas e indicadores económicos probabilistas utilizando el método Montecarlo.
- Se propone el uso de una metodología que apoye a la administración de activos de producción mediante análisis, optimización y evaluación del riesgo a movimientos de equipos para trenes de perforación y reparación de pozos.
- La implementación de metodologías integrales en el proceso de optimización de programas de movimientos de equipos y la proyección de comportamientos permite de manera consistente y confiable generar compromisos factibles de cumplir.
- Se logró transformar la visión tradicional de evaluación de programas de movimientos de equipos (trenes de perforación y reparación a pozos) logrando disminuir el riesgo y aumentar la certidumbre, esto nos lleva a maximizar la eficiencia operativa y la productividad de la inversión asociada al proyecto.

## Agradecimientos

Al equipo de trabajo de la Coordinación de Programación y Evaluación del Activo de Producción de Cantarell, por su incondicional apoyo.

## Referencias

1. Montgomery, D.C. 2003. *Applied Statistics and Probability for Engineers*, third edition. New York: John Wiley & Sons.
2. Serrano, J.R., Barrera, D., et al. Cartera de Oportunidades de Intervención a Pozos RMNE.
3. Virine, L. y Rapley, L. 2003. Decision and Risk Analysis Tools for the Oil and Gas Industry. Artículo SPE

84821, presentado en SPE Eastern Regional Meeting, Pittsburgh, Pennsylvania, EUA, septiembre 6-10. http://dx.doi.org/10.2118/84821-MS.

4. Woolfson, M.M. 2008. *Everyday Probability and Statistics: Health, Elections, Gambling and War*, second edition. London: Imperial College Press.

## Semblanza de los autores

**Eduardo Poblano Romero**

Ingeniero Petrolero egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México en 1993. Efectuó estudios en la División de Estudios de Postrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM y en octubre de 2002 obtuvo con "mención honorífica" el grado de Maestro en Ingeniería. Recibió la medalla "Alfonso Caso" en reconocimiento a su desempeño durante el posgrado y a su trabajo de tesis. Es Maestro en Administración de Empresas para Ejecutivos (EMBA) por la Universidad Autónoma del Carmen (consorcio con el Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de Monterrey y la Universidad de Tulane).

Ingresó a Pemex Exploración y Producción en agosto de 1994 en el entonces Distrito Comalcalco, desarrollando actividades de Ingeniería de yacimientos y de diseño de pozos. De marzo de 1998 a agosto de 2000 formó parte de la Superintendencia de diseño de pozos de Activo de explotación Ku-Maloob-Zaap. De agosto de 2002 a marzo de 2004, laboró como Ingeniero de operación de pozos del Activo Ku-Maloob-Zaap. De abril de 2004 abril de 2009 colaboró en el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap teniendo a su cargo las superintendencias de Ingeniería de producción de pozos y posteriormente la de sistemas de producción y productividad de pozos. De abril de 2009 a diciembre de 2010 fue líder de equipo de productividad de pozos del Activo Integral Cantarell. De enero de 2011 a febrero de 2014 fue Coordinador de programación y evaluación en el Activo de producción Cantarell. Actualmente tiene a su cargo la Coordinación de evaluación integral del negocio en la Gerencia de programación y evaluación de la Subdirección de producción de la Región Marina Noreste.

Es considerado Experto AIPM desde abril de 1998. En junio de 2006 fue reconocido como "Experto Distinguido" por la Directiva Nacional 2004-2006 de dicha Asociación. Ha participado en congresos como autor y expositor, cuenta con 17 artículos técnicos nacionales y cinco internacionales. Su trabajo en "Análisis de estabilidad de pozos" es citado en literatura internacional.

**Asociaciones a las que pertenece:**

- Asociación de Ingenieros Petroleros de México, (AIPM)
- Colegio de Ingenieros Petroleros de México, (CIPM)
- Sociedad de Ex-alumnos de la Facultad de Ingeniería, UNAM, (SEFI )
- Sociedad de Ingenieros Petroleros, (Society of Petroleum Engineers, SPE)
- Sociedad de ex alumnos de posgrado de la UNACAR

**Juan Manuel Hernández Espinosa**

Es Ingeniero en Sistemas computacionales, egresado del Instituto de Estudios Superiores de Poza Rica, Veracruz, Efectuó estudios de Maestría en sistemas de información y actualmente es egresado de la Maestría de Finanzas. Trabajó desde 2002 en el Instituto Mexicano del Petróleo como especialista en Administración de proyectos en el proyecto de desarrollo de gas Lankahuasa, a partir del 2003 en el Activo Integral Poza Rica Altamira en la Coordinación de Programación y Evaluación, en el 2005 en la Subgerencia de reservas de hidrocarburos de la Gerencia de planeación y evaluación de la Región Norte como Ingeniero especialista. A partir de 2008, se incorpora a Schlumberger, en el segmento de "Schlumberger Information Solutions", con lo que se ha llegado a convertir en especialista de economía del petróleo y análisis de riesgo, desarrollándose en destrezas de Administración y optimización de portafolios de inversión, Análisis económico integral para el desarrollo de nuevas estrategias de explotación de campos petroleros, actualmente es miembro de la Society of Petroleum Engineers (SPE) y de Project Management Institute.

# Prueba piloto de inyección de gas en el campo Abkatun Centro: reactivación de un yacimiento naturalmente fracturado maduro mediante un proceso de doble desplazamiento

*Sergio García Reyes*
*Pamela Maldonado Alonso*
*Alfredo León García*
*Oswaldo Quijada Galdona*
***Activo de Producción Abkatun Pol Chuc***
***Subdirección de Producción Región Marina Suroeste***

**Información del artículo: Recibido: junio de 2014-aceptado: diciembre de 2014**

## Resumen

El campo Abkatun Centro es un yacimiento naturalmente fracturado productor de aceite ligero con un factor de recuperación de 43.2%. El volumen de aceite remanente del campo asciende a más de 2,800 mmb, los cuales se encuentran atrapados, en mayor parte, en los bloques de matriz.

Sometido al efecto de un acuífero regional y a un proceso de inyección de agua por 15 años, el campo se encuentra invadido por agua. Las características de mojabilidad de la roca, de intermedia a preferente al aceite, limitan la recuperación de los hidrocarburos por efecto de imbibición.

El yacimiento es candidato a la implementación de un proceso de inyección de gas dentro de un esquema de doble desplazamiento que permita promover el mecanismo de drene gravitacional para incrementar el factor de recuperación de aceite en la zona invadida por el agua y disminuya el avance del acuífero.

El desarrollo de una prueba piloto tendrá como objetivo principal tomar información estratégica que permita evaluar los principales parámetros que inciden en la recuperación de aceite y mitigar los riesgos de la aplicación del proceso a nivel de campo.

**Palabras clave:** Yacimiento maduro, naturalmente fracturado, prueba piloto, doble desplazamiento, inyección de gas, simulación numérica de yacimientos, drene gravitacional, recuperación secundaria, recuperación terciaria.

# Gas injection pilot test in abkatun field: reactivation of a mature naturally fractured reservoir by a double displacement process

## Abstract

Abkatun Field is a naturally fractured field with a recovery factor of 43.2% producing light oil. The residual oil volume is over 2,800 mmb, which is trapped mostly in the matrix blocks.

Subjected to the effect of a regional aquifer and a waterflood for 15 years, the field is invaded by water. The wettability of the rock, intermediate to oil-wet limits the recovery of hydrocarbons by imbibition.

Abkatun is candidate for a gas injection process in the top of the field to promote a double displacement and gravitational drainage mechanism and increase the oil recovery factor in the area invaded by water.

The pilot test main goal is the acquisition of strategic information to evaluate the parameters affecting the oil recovery and mitigate the risks of the application process at the field scale.

**Keywords:** Mature reservoir, naturally fractured, pilot test, double displacement, gas injection, numerical reservoir simulation, gravity drainage, secondary recovery, tertiary recovery.

## Introducción

El campo Abkatun Centro, localizado en la Región Marina Suroeste, se encuentra a 149 km al noreste del puerto Dos Bocas, Tabasco, con tirantes de agua entre 30 y 50 m. Clasificado como un yacimiento naturalmente fracturado gigante, es productor de aceite ligero de 28° API de la formación Brecha Paleoceno – Cretácico Superior (BP-KS). Con un volumen original de 5,045 mmb de aceite, a enero de 2014 ha producido 2,183 mmb equivalentes a un factor de recuperación de 43.3%, el volumen de aceite remanente asciende a 2,862 mmb. Sus características principales se muestran en la **Tabla 1**.

**Tabla 1.** Características del yacimiento Abkatun Centro.

| Características | Abkatun Centro |
|---|---|
| Año de descubrimiento | 1980 |
| Extensión (km²) | 71 |
| Espesor neto (m) | 240 |
| Temperatura (°C) | 140 |
| Densidad (API) | 28 |
| P. yac. inicial (kg/cm²) | 386 |
| P. sat. (kg/cm²) a prof. de referencia | 175 |
| P. yac. a nivel medio de disparos (kg/cm²) | 127 |
| Permeabilidad matriz-fractura (mD) | 150-2,000 |
| Porosidad (%) | 8 |
| Volumen original (mmb) | 5,045 |
| **Producción (enero-2014)** | |
| No. pozos productores | 9 |
| Qo promedio (mbd) | 6.2 |
| Qg promedio (mmpcd) | 7.5 |
| RGA (m³/m³) | 215 |
| Fw (%) | 16% |
| Np (mmb) | 2,183 |
| Fr (%) | 43.3 |

El campo fue producido por agotamiento natural y estuvo sometido a un periodo de inyección de agua de marzo de 1991 a diciembre del 2006, lo cual, combinado con la presencia de un acuífero de mediana actividad, ha ocasionado que éste se encuentre invadido en más de un 90%, **Figura 1**. Los pozos productores se encuentran en la cima de la formación y se estima que el contacto agua-aceite ha avanzado en promedio 630 metros.

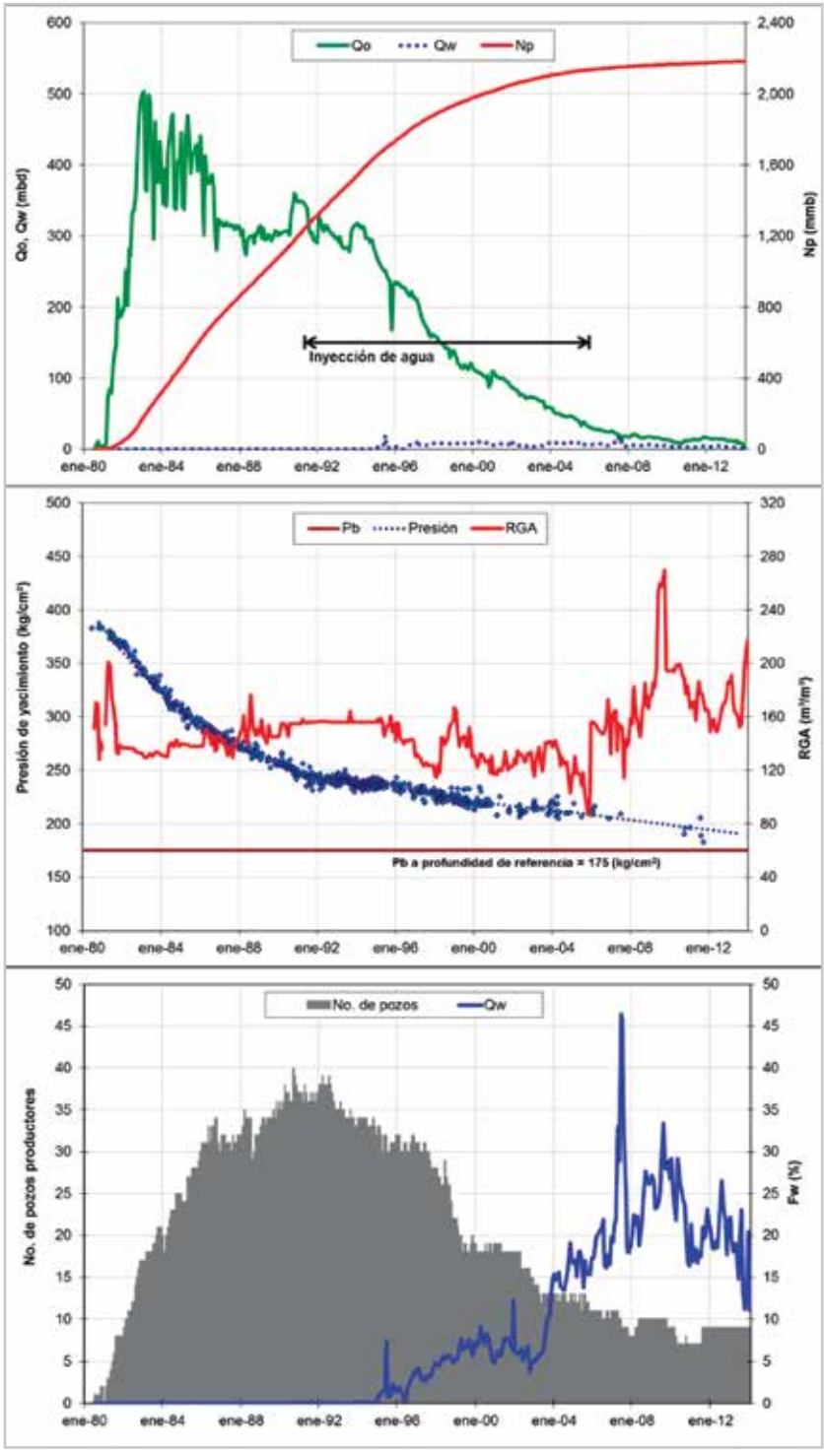



**Figura 1.** Historia de presión-producción del yacimiento Abkatun Centro.

En la **Figura 2** se presentan los mecanismos de empuje que han actuado en el yacimiento: a) agotamiento natural, b) empuje hidráulico, c) inyección de agua; actualmente el mecanismo principal es el empuje hidráulico. A pesar de que la presión de saturación en la cima del yacimiento se encuentra por debajo de la presión de saturación, el casquete de gas es incipiente, no obstante éste actúa como una contrapresión que reduce el avance del agua.

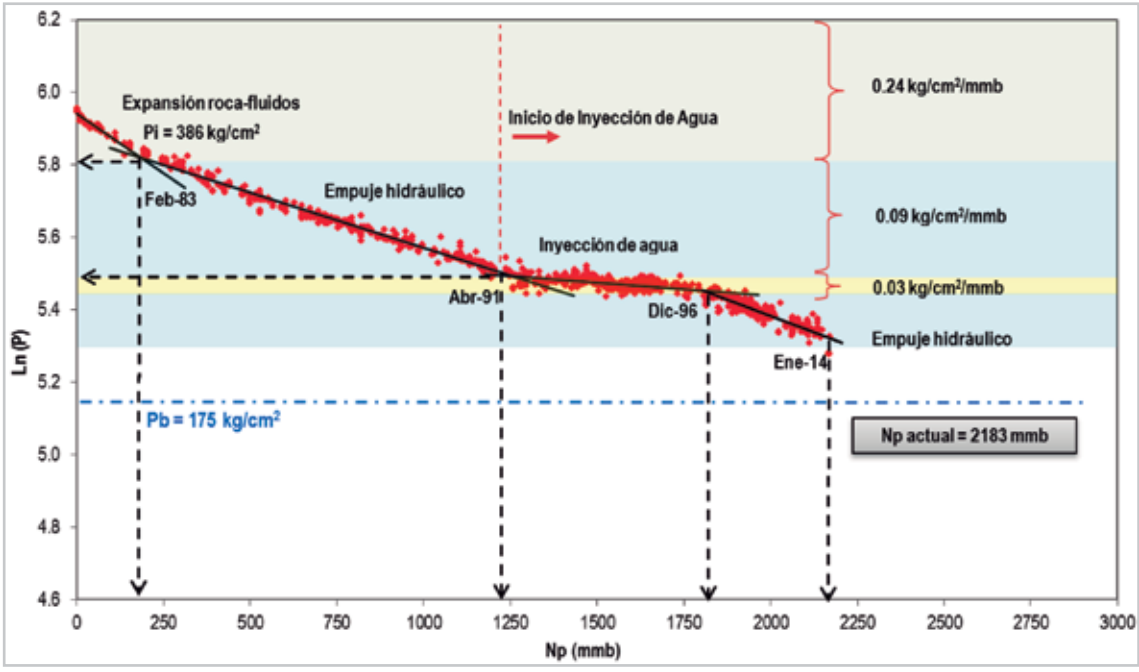



**Figura 2.** Mecanismos de empuje en el yacimiento Abkatun Centro.

Con las actuales condiciones de explotación, la reserva 1P se estima de 6 mmb de aceite y 6.2 mmmpc de gas, la cual se recuperará mediante la operación y mantenimiento (estimulaciones periódicas) de los nueve pozos productores.

Considerando que la roca del yacimiento es de mojabilidad intermedia o con preferencia al aceite y que la eficiencia de recuperación de aceite en la matriz es baja, el campo es candidato para la aplicación de un proceso de inyección de gas para promover el mecanismo de drene gravitacional dentro de un esquema de doble desplazamiento.

## Objetivos

- Implementar una prueba piloto de un proceso de doble desplazamiento mediante la inyección de gas natural al yacimiento Abkatun Centro a fin de alargar su vida productiva e incrementar el factor de recuperación aprovechando la infraestructura existente.
- Evaluar la eficiencia del proceso e identificar los parámetros que inciden en la recuperación de aceite para escalar el proceso de recuperación a nivel de campo.

## Diseño de la prueba piloto de doble desplazamiento

El yacimiento Abkatun Centro tiene características de buena calidad petrofísica de acuerdo al análisis del comportamiento presión-producción y del potencial de los pozos productores del campo. Una de las características de mayor interés es la buena comunicación en el sentido vertical, ya que ésta ha permitido una eficiente segregación de los fluidos dentro del yacimiento.

El campo tiene características adecuadas para la aplicación de un proceso de inyección de gas de tipo inmiscible desde la cima de la formación para promover el mecanismo de drene gravitacional que permita la formación de un banco de aceite y desplazar el agua que invade actualmente las fracturas hacia la parte baja del yacimiento. El gas inyectado debe ser capaz de desplazar el aceite de la matriz por gravedad, para que éste se mueva hacia las fracturas.

Un proceso de doble desplazamiento se recomienda bajo las siguientes condiciones en yacimientos naturalmente fracturados:

- Alto relieve estructural, en Abkatun Centro éste es mayor a 800 mv
- Buena comunicación vertical
- Alta permeabilidad efectiva promedio en el campo
- Aceite de tipo ligero o volátil
- RGA de media a alta
- Coeficiente de partición entre 20-50%, en Abkatun Centro en la formación BP la partición matriz–fractura promedio es de 50-50%
- Sistema de matriz de buena permeabilidad que alimente el sistema de fracturas
- Baja viscosidad del aceite

A fin de contar con soporte técnico para la justificación de la implementación de este proceso en el campo Abkatun Centro, se han llevado a cabo estudios de laboratorio (desplazamientos en núcleos de diámetro completo) y estudios de simulación utilizando un modelo robusto y actualizado.

La prueba piloto del proceso de doble desplazamiento tendrá como objetivo tomar información estratégica que permita evaluar parámetros clave que inciden en la recuperación de aceite, algunos aspectos son:

1. Gasto de inyección apropiado para promover el drene gravitacional y balancear las fuerzas gravitacionales, viscosas y capilares
2. Caracterización del sistema matriz-fractura y estimación del volumen de aceite drenado de la matriz
3. Estimación de la eficiencia de barrido de matriz y fractura por el fluido inyectado
4. Ubicación de pozos de monitoreo y programas de monitoreo del avance de los contactos en diferentes zonas del yacimiento
5. Cálculo del factor de recuperación de aceite incremental atribuible y la eficiencia del proceso, es decir, cuantificar cuanto volumen de aceite es recuperado por cada unidad de volumen de gas inyectado.

## Estudios de simulación

Para el diseño de la prueba piloto se hizo uso de un modelo de simulación composicional de doble porosidad que se mantiene en constante actualización. Éste considera el efecto de algunos campos cercanos con los cuales se comparte el acuífero regional.

Las corridas de simulación se centraron en la zona oeste del campo por ser la que presenta mejores propiedades petrofísicas y facilidades para obtener suministro de gas de inyección. Se evaluaron diferentes escenarios para seleccionar la ubicación óptima del pozo inyector de tal manera que se distribuya el gas de inyección adecuadamente.

Como se muestra en la **Figura 3,** existen a la fecha seis pozos productores en esta zona del campo y una gran cantidad de pozos cerrados de los cuales algunos podrán ser reincorporados a producción o utilizados como pozos de monitoreo. El pozo inyector elegido para realizar los ejercicios es el más alto estructuralmente, Abkatun-97D.

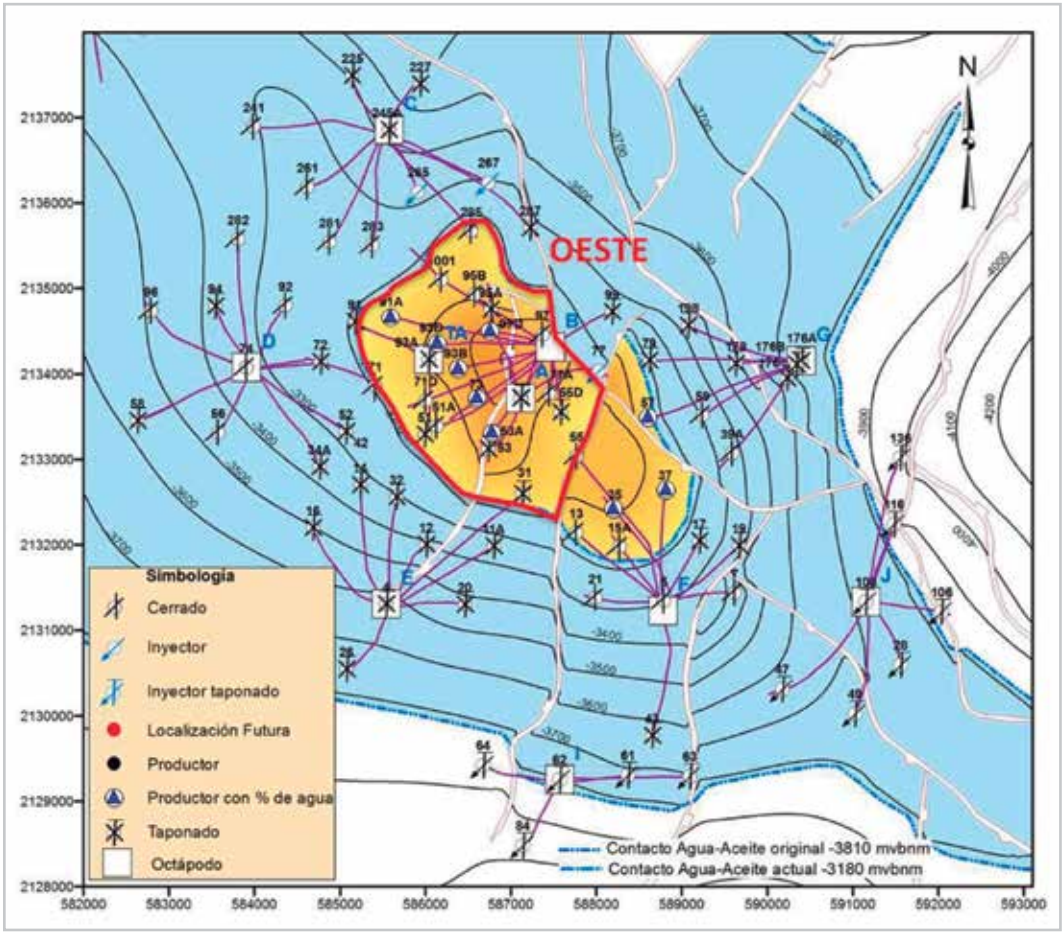



Figura 3. Configuración estructural del campo Abkatun Centro resaltando la zona oeste del yacimiento.

Se realizó un análisis de sensibilidad mediante el cual se llegó a la conclusión de que el gas más adecuado para la inyección es el gas hidrocarburo enriquecido. Para la selección del gasto de inyección se realizaron corridas de inyección de gas con gastos de 5, 10, 15, 20, 25, 30, 35 y 50 mmpcd en un tiempo de prueba de tres años (iniciando en enero de 2019) a campo cerrado. Para cada caso se analizó el comportamiento de la saturación de aceite remanente en matriz y la transferencia matriz-fractura.

La **Figura 4** muestra un ejemplo de cómo se mueve arealmente el gas inyectado en función del tiempo a través de las fracturas. Con un gasto de inyección de 50 mmpcd, para el año 2021 se pierde gas del bloque oeste al bloque este, impidiendo un monitoreo adecuado del piloto. Con base en lo anterior se observa que el gasto de inyección adecuado es de 35 mmpcd, ya que permite un monitoreo apropiado durante el horizonte de evaluación. En la **Figura 5** se muestra una sección transversal que muestra el movimiento vertical del casquete de gas para el gasto de inyección de 35 mmpcd.

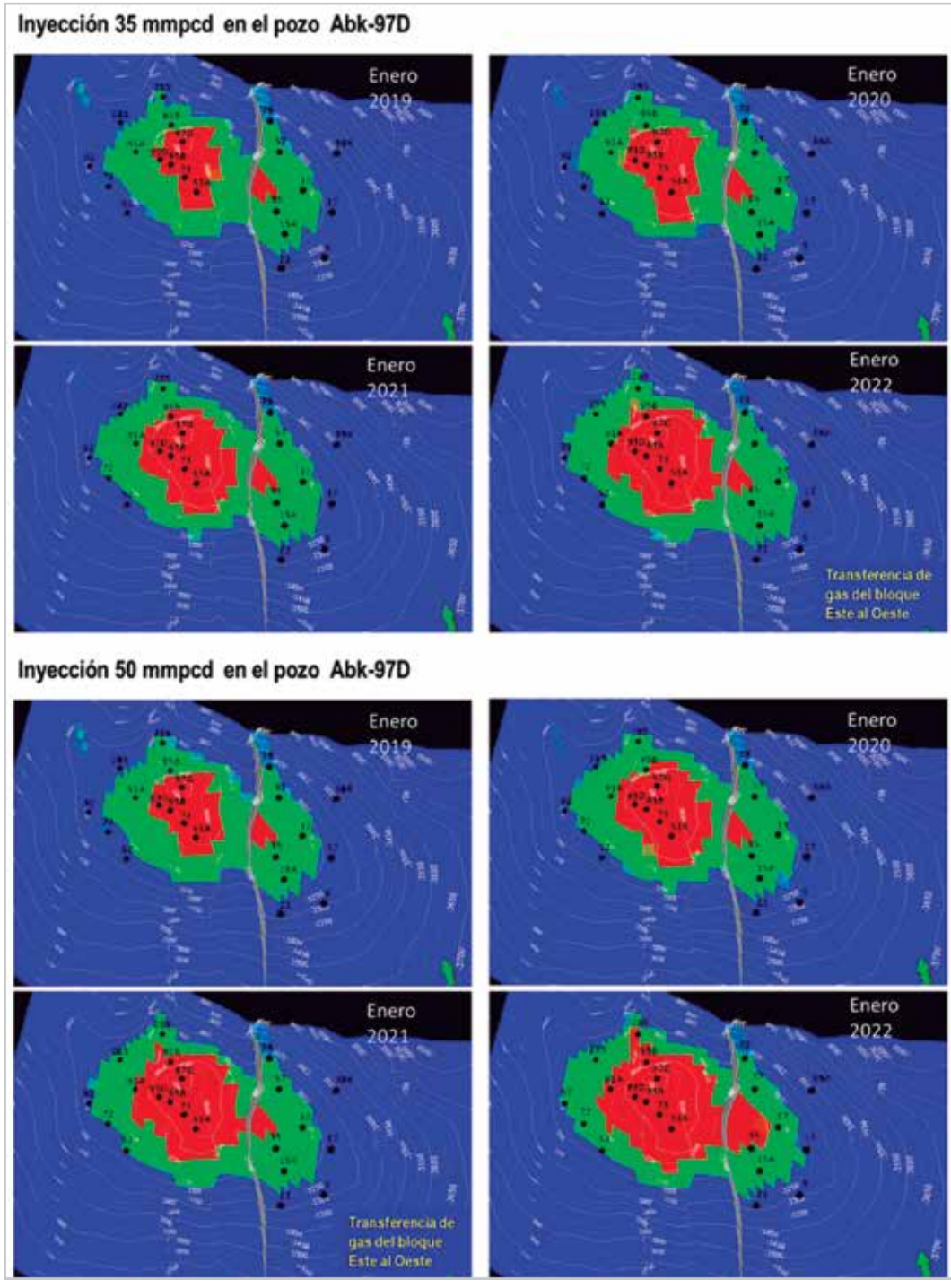



**Figura 4.** Distribución de fluidos en la fractura durante el proceso de inyección de gas para las corridas de 35 y 50 mmpcd.

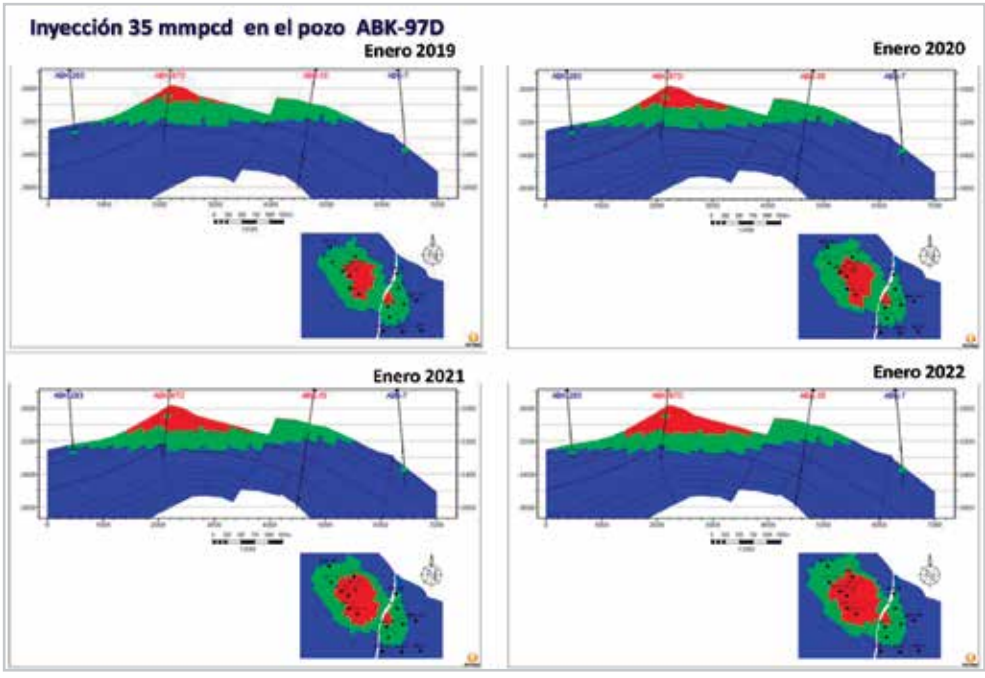



**Figura 5.** Distribución vertical del gas de inyección, para la corrida de 35 mmpcd.

En la **Figura 6** se muestra el movimiento de los contactos gas-aceite y agua-aceite contra la profundidad para el gasto de inyección de 35 mmpcd. Se observa la reducción de la saturación de aceite en la matriz en la zona afectada por el gas.

Posteriormente se realizaron corridas con los pozos que se encuentran produciendo, considerando reparaciones mayores y cambios de intervalos a fin de maximizar el beneficio a obtener con la prueba piloto. En la **Figura 7** se presenta una sección transversal con la ubicación de los pozos productores actuales de la zona oeste: Abk-53A, Abk-73, Abk-91A, Abk-93B, Abk-93D, Abk-97D y pozos con posibilidades de producir en el piloto, éstos son: Abk-51A, Abk-71, Abk-95B, Abk-285 y Abk-1001, estos pozos se encuentran en la cima del yacimiento y están invadidos de agua, sin embargo, tienen posibilidades de abrirse o repararse en el horizonte de la prueba piloto.

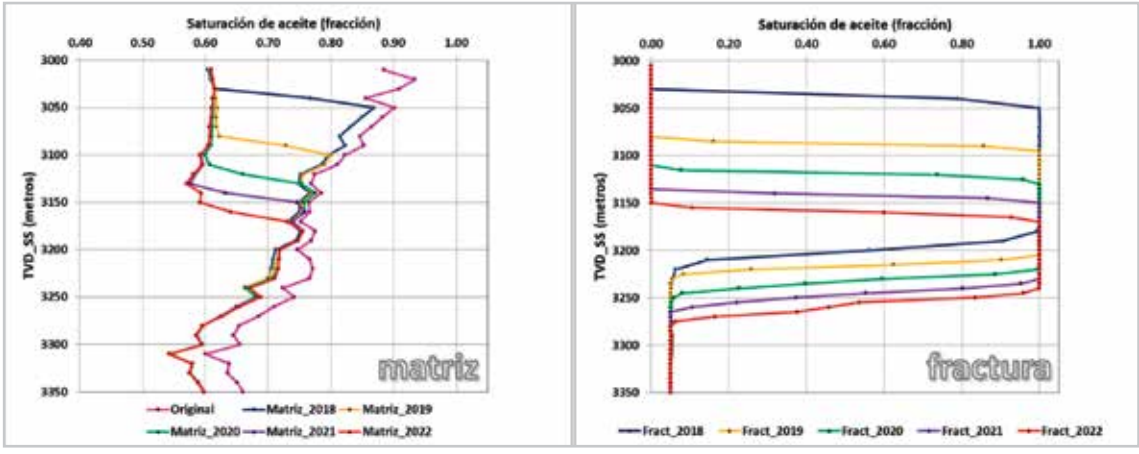



**Figura 6.** Cambio de la saturación de aceite en matriz y fractura contra la profundidad, en la matriz se observa la reducción de la Sor en la zona contactada por el gas.

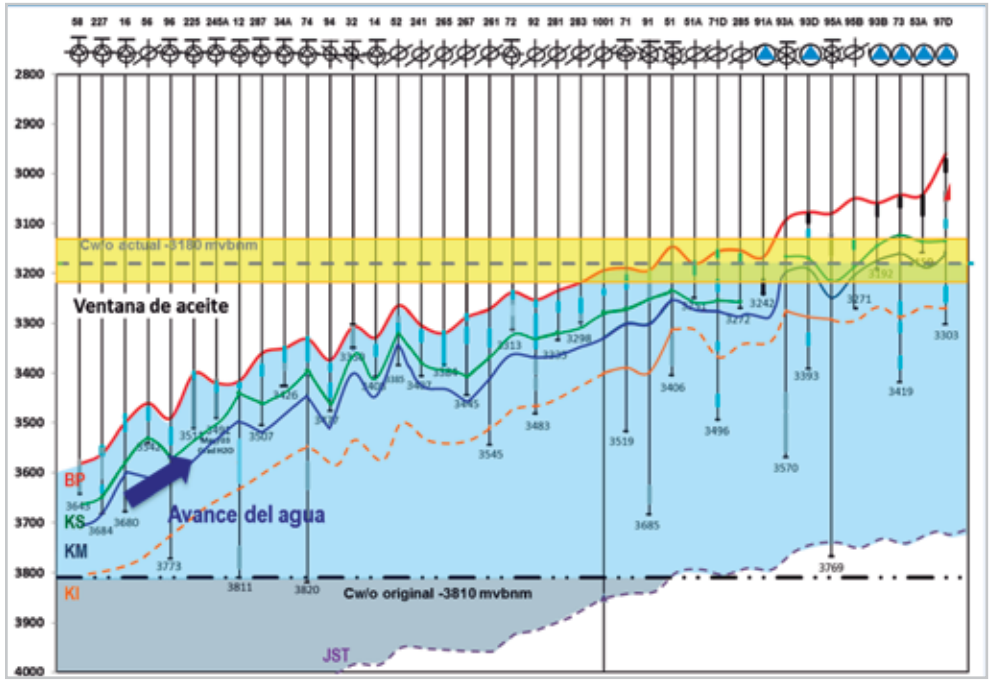



**Figura 7.** Sección transversal con la ubicación de los pozos productores actuales y la ubicación del banco de aceite al final de la prueba piloto.

En la **Figura 8** se muestra el cambio en la saturación y volumen de aceite en las fracturas en función de la profundidad para evidenciar el movimiento del banco de aceite. El contacto gas-aceite se mueve de 3035 a 3145 y el contacto agua-aceite de 3200 a 3255 m. El comportamiento del gasto de aceite, agua y la RGA del campo se muestra en la **Figura 9**, la producción máxima de 21 mbd se alcanza alrededor del año 2020, la RGA por pozo está restringida para evitar recircular el gas de inyección.

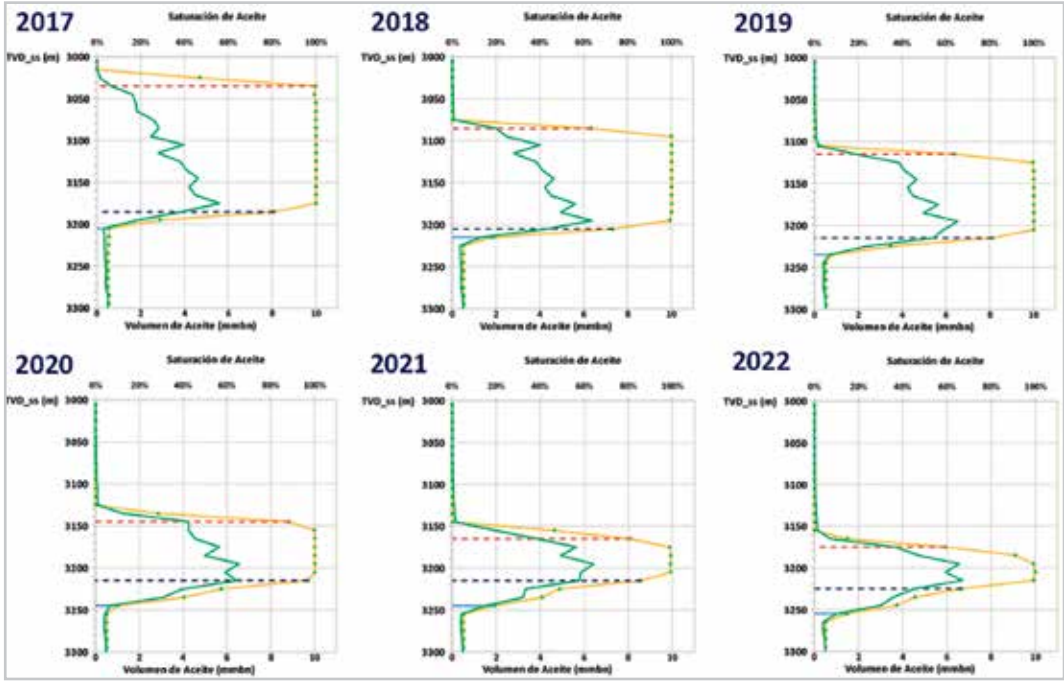



**Figura 8.** Variación de la saturación y volumen de aceite en fractura en función de la profundidad.

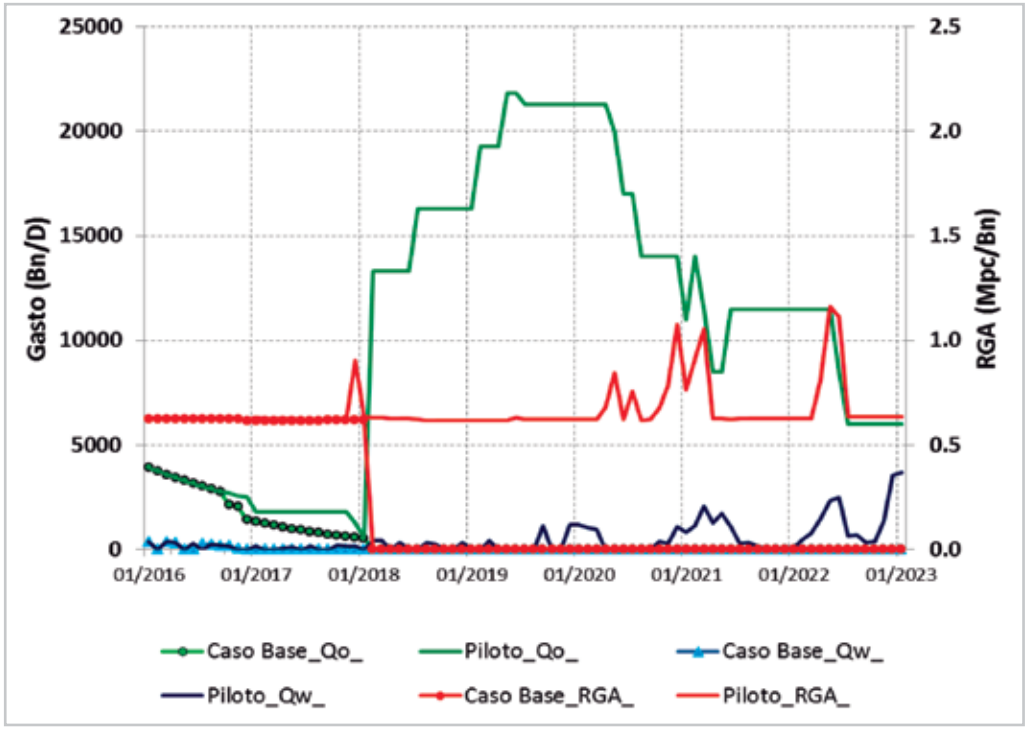



**Figura 9.** Comportamiento del gasto de aceite, gasto de agua y de la RGA durante el horizonte de la prueba piloto.

Al final de la prueba piloto en enero del 2020 (inicio de inyección en 2017), se tiene una producción acumulada de aceite atribuible de 13.6 mmb, una inyección de gas acumulada de 38.3 mmmpc y una eficiencia de inyección hacia el final de la prueba de 2.8 mpc/b, **Figura 10**.

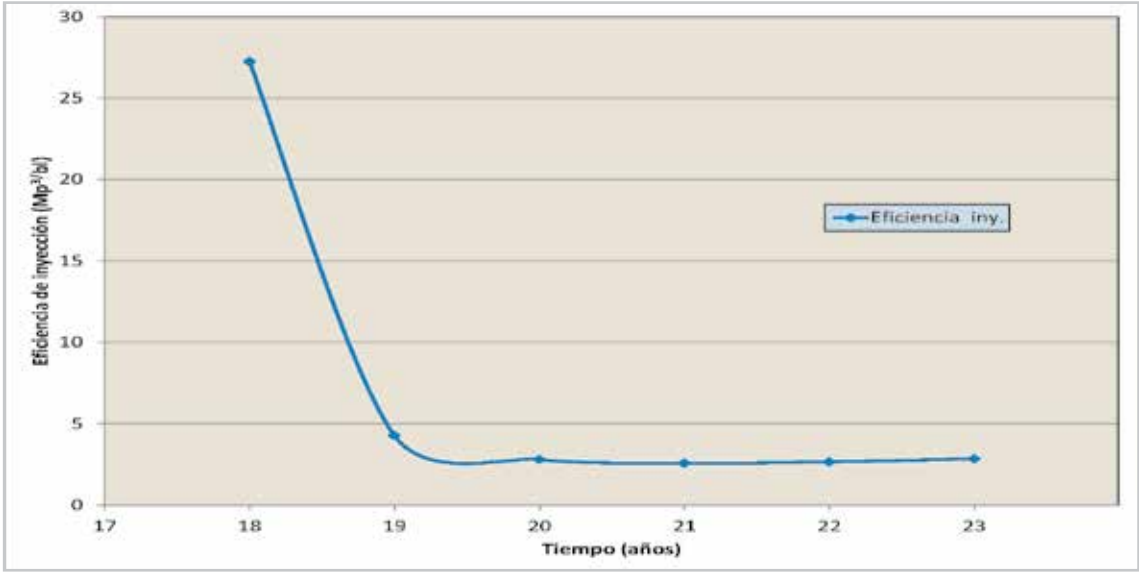



**Figura 10.** Comportamiento de la eficiencia de inyección de gas contra la producción atribuible de aceite, durante el horizonte de la prueba piloto.

## Estudios de laboratorio

A fin de dar soporte al proyecto de doble desplazamiento se realizaron estudios con núcleos de diámetro completo y fluidos representativos del campo. El objetivo fue comparar cualitativamente los factores de recuperación obtenidos en laboratorio con la inyección de diferentes gases.

Las pruebas mostraron que con la inyección de gas en sentido inverso al avance del agua se desplaza parte del aceite remanente que dejó el agua a su paso por la roca del yacimiento. El gas natural logró incrementar notablemente la recuperación de aceite mientras que la inyección de nitrógeno resultó ser poco efectiva.

El desarrollo de los experimentos consistió en reproducir el comportamiento histórico de la presión del yacimiento en un apilamiento de núcleos (de 32 cm. de longitud) emulando una zona de alto fracturamiento (mediante una fractura anular) y considerando un periodo de declinación natural, una etapa de inyección de agua hasta las condiciones actuales del yacimiento y finalmente la inyección de un gas (gas natural, nitrógeno y una mezcla de ambos), **Figura 11**.

Los fragmentos de roca utilizados en los experimentos fueron los mismos para cada caso y pasaron por un proceso de limpieza, acondicionamiento y saturación de fluidos similar antes de cada prueba. La **Figura 12** muestra los fragmentos utilizados, como se puede observar hay presencia de vugulos y fracturamiento. La porosidad del sistema se discretizó mediante tomografía de RX y uso de trazadores quedando en una proporción promedio de 50-50% entre porosidad interpartícula y porosidad vugular.

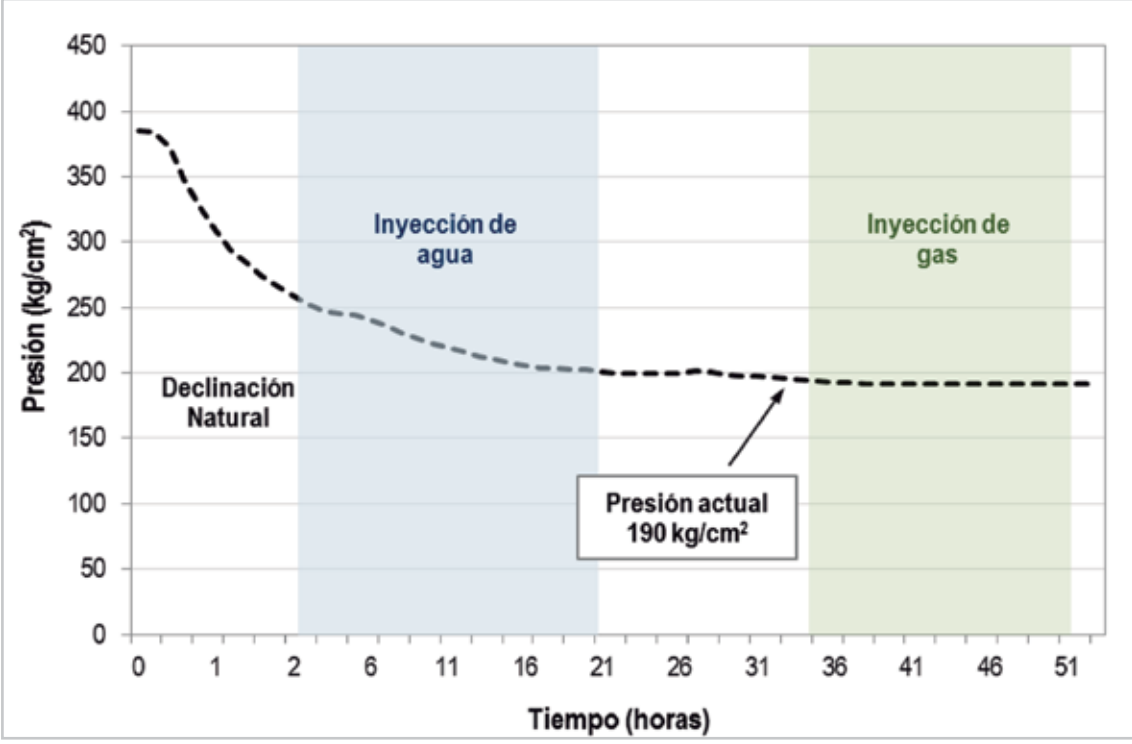
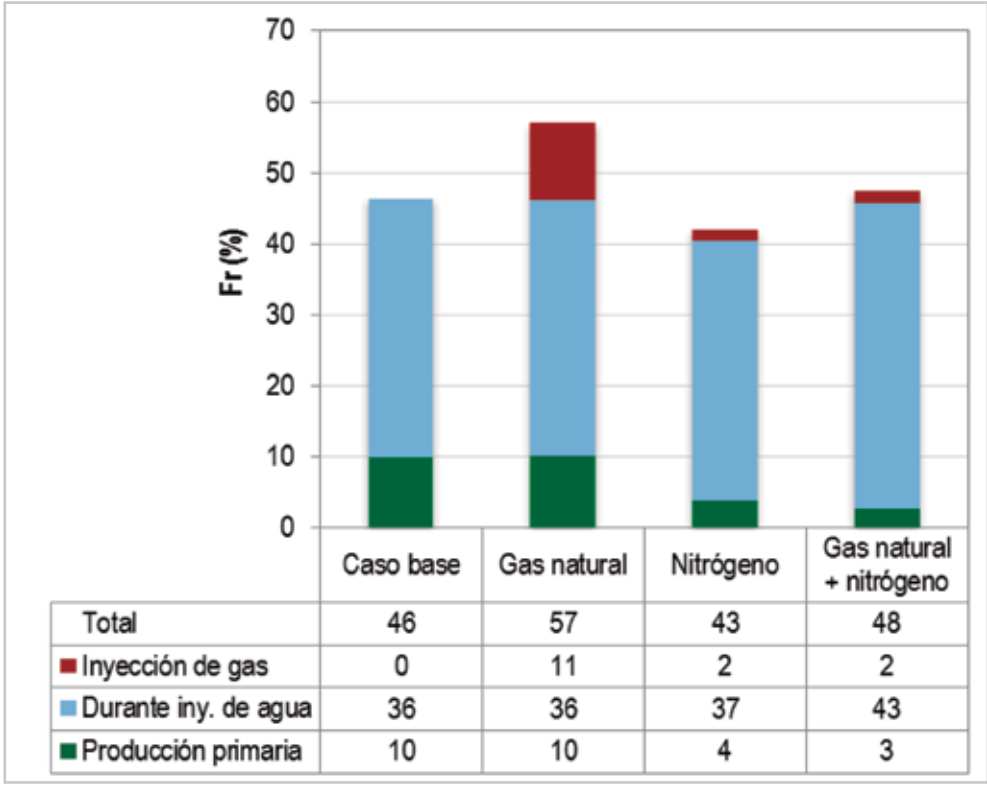



**Figura 11.** Comportamiento de la presión durante los experimentos de doble desplazamiento.

**Figura 12.** Imágenes fotográficas de los núcleos utilizados en el apilamiento.

La **Figura 13** muestra los resultados de los experimentos, es importante mencionar que la recuperación reportada corresponde únicamente al aceite contenido en los núcleos. Nótese que el gas natural logró un incremento en el factor de recuperación de 11% en comparación con el 2% obtenido con nitrógeno. La alta recuperación de aceite con agua puede deberse a que un alto porcentaje del aceite se encuentra en los vugulos.




| | Caso base | Gas natural | Nitrógeno | Gas natural + nitrógeno |
|---|---|---|---|---|
| Total | 46 | 57 | 43 | 48 |
| Inyección de gas | 0 | 11 | 2 | 2 |
| Durante iny. de agua | 36 | 36 | 37 | 43 |
| Producción primaria | 10 | 10 | 4 | 3 |

**Figura 13.** Factores de recuperación en experimentos de doble desplazamiento.

## Conclusiones y recomendaciones

- Con el análisis de simulación se identificó que el gasto de inyección más adecuado para la prueba piloto es de 35 mmpcd en el pozo Abkatun-97D, ya que permite un monitoreo apropiado de la prueba durante el horizonte de evaluación.
- La producción atribuible de aceite al final del horizonte de evaluación de la prueba piloto es de 13.6 mmb, una inyección de gas acumulada de 38.3 mmmpc @ c.e., y una eficiencia de inyección de 2.8 mpc/b.
- Se tiene contemplado que durante el periodo de evaluación de la prueba piloto, se analice la extracción de agua del campo con el fin de propiciar un movimiento más eficiente del banco de aceite y así poder favorecer el proceso de doble desplazamiento.
- Se cuenta con un programa de monitoreo para definir la posición actual del contacto agua-aceite y proponer con mayor certidumbre las reparaciones a pozos y dar seguimiento al movimiento de los contactos durante el periodo de inyección.
- El modelo de simulación de yacimientos del campo permitió validar el proceso de inyección de gas hidrocarburo.
- La reducción de la saturación remanente del aceite con la inyección de gas se ha observado en pruebas de laboratorio y en el modelo de simulación. El mecanismo de drene gravitacional ha demostrado ser altamente eficiente en otros campos de la región donde se han logrado altos factores de recuperación de aceite en campos con casquete de gas.
- Se tienen en programa pruebas de laboratorio adicionales para determinar con mayor precisión la saturación de aceite remanente al agua y la saturación de aceite residual al gas.
- Para acelerar la ejecución de la prueba piloto se analizan diferentes opciones para minimizar las inversiones y aprovechar la infraestructura existente.

## Referencias


- Arteaga C.M, Molina O., Hernández R., Flamenco F., “A Successful Gas Injection Pilot Test in a Mature and Complex Fractured Carbonate Reservoir, Oxiacaque Field, Southern Mexico”, SPE 114010-PP, presentado en el 2008 SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, abril 2008.
- Langerberg M.A., Henry D.M., Chlebana M.R., “Performance and Expansion Plans for the Double – Displacement Process in the Hawkins Field”, SPE 28603, Nueva Orleans, septiembre 1995.
- León G. A., Samaniego V.F., “Expectativas de Aplicación de Procesos de Recuperación Mejorada de Aceite en Yacimientos Naturalmente Fracturados”, Sesión Poster, Congreso Mexicano del Petróleo, Monterrey Nuevo León, mayo 2008.
- Quijada G. O. J, Yturbe R. I., Flores C. S., Rivas B. C., León G. A.: “Recuperación Mejorada en el Campo Abkatun Mediante el Proceso de Doble Desplazamiento, Modelo de Simulación”, Coordinación de Diseño de Explotación, Activo Integral Abkatun Pol Chuc, Región Marina Suroeste, Paraíso Tabasco, enero 2012.
- Quijada G. O. J, Maldonado A.P.: “Escenarios de Explotación por Doble Desplazamiento”, Coordinador de Grupo Multidisciplinario de Especialistas Técnicos en Diseño de Proyectos, Activo de Producción Abkatun Pol Chuc, Región Marina Suroeste, Paraíso Tabasco, enero 2013.

## Semblanza de los Autores

### Sergio García Reyes

Ingeniero Petrolero de la Universidad Nacional Autónoma de México con estudios de Maestría en Ingeniería Petrolera, especialidad en Ingeniería de yacimientos y simulación numérica de yacimientos naturalmente fracturados.

Se ha desempeñado en el Activo de Producción Abkatun Pol Chuc de la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste como Superintendente de proyectos de explotación y optimización de campos; Líder de grupo de ingeniería de yacimientos y Líder del Proyecto Integral Chuc.

Miembro de la Red de especialistas de simulación numérica de yacimientos.

### Alfredo León García

Ingeniero petrolero egresado de la ESIA del IPN en 1978. De 1987 a 1989 realizó estudios de Maestría en Física de Yacimientos en la DEPFI de la UNAM, recibiendo el grado de Maestro en Ingeniería Petrolera en abril de 1993.

Ingresó a trabajar en el Instituto Mexicano del Petróleo en 1977, adscrito al Departamento de Investigación Experimental de la División de Yacimientos, efectuando estudios de análisis PVT y comportamiento de fases.

A partir de 1982 ingresó a trabajar a Petróleos Mexicanos en el Departamento de Yacimientos del Distrito Frontera Noreste. De 1983 a 1987 laboró en el Departamento de Recuperación Secundaria de la Superintendencia de Yacimientos de la Zona Norte. En 1989 fue transferido a la Superintendencia de Yacimientos de la Zona Sureste, posteriormente pasó a realizar estudios de simulación de yacimientos en el Departamento de Comportamiento Primario de la Subgerencia de Administración de Yacimientos y de 1995 a 1996 ocupó la Jefatura del Grupo Interdisciplinario Giraldas – Iris. De 1993 a 1994 estuvo comisionado en Houston, Texas, en la compañía Petresim para participar en el estudio integral del Yacimiento Giraldas. De 1996 a 2009 se ha desempeñó como Coordinador y Subgerente de recuperación secundaria y mejorada en la STDP y en la SCTET. De 2009 a 2011 se desempeñó como especialista en recuperación secundaria y mejorada en la Gerencia de Proyectos de Explotación Sur de la Subdirección Técnica de Explotación.

Ha presentado diversos trabajos en congresos nacionales e internacionales. En 1997 recibió la medalla Juan Hefferan y en el año de 2002 fue galardonado con la medalla Lázaro Cárdenas otorgadas por la AIPM.

Es miembro de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, del Colegio de Ingenieros Petroleros de México y de la Society of Petroleum Engineers.

Líder de la Red de expertos en procesos de recuperación secundaria y mejorada de Pemex Exploración y Producción desde 2009 hasta 2011.

De 2012 a la fecha, Consultor en recuperación secundaria y mejorada.

**Pamela Maldonado Alonso**

Ingeniera Petrolera egresada de la Universidad Nacional Autónoma de México con especialidad en ingeniería de yacimientos y procesos de recuperación adicional. Experiencia en pruebas de laboratorio para la selección y evaluación de procesos de recuperación secundaria y mejorada en el IMP de 2009–2011.

Desde 2012 se desempeña como ingeniero de yacimientos en el Activo de Producción Abkatun Pol Chuc de la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste.

Miembro de la Red de especialistas de simulación numérica de yacimientos.

**Oswaldo Quijada Galdona**

Ingeniero de la Universidad de Oriente, Venezuela. Se ha desempeñado como ingeniero geólogo de operaciones, ingeniero de yacimientos en campos en desarrollo y con procesos de recuperación adicional.

Experiencia en simulación de yacimientos de yacimientos naturalmente fracturados de la Región Marina de México y en la evaluación de procesos de recuperación: inyección de agua y gas.

# Revista Ingeniería Petrolera, contenido 2014

## Enero

| Título | Autor (es) |
|---|---|
| Resultados de pruebas de un sistema de diagnóstico de medición por placa de orificio en laboratorio de flujo de CIATEQ | Diego Moncada<br>Iván Juárez<br>César Gutiérrez<br>José de Jesús Casillas<br>Richard Steven<br>Kim Lewis<br>Jennifer Rambone |
| Inmersión sísmica en la Brecha Terciario Paleoceno Cretácico Superior de los campos Ayatsil–Tekel: disminución de la incertidumbre en la interpretación de las fallas subsísmicas e integración del fracturamiento | Enrique Trejo Vazquez<br>Madain Moreno Vidal<br>Sergio Petrikowski García<br>María de los Ángeles Arenas Martínez<br>Nytia Ninnet Valdés Ramos<br>Gerardo Martínez González<br>Germán Forero Rozo<br>Francisco Caycedo |
| Diseño y análisis de terminaciones tipo cola extendida en yacimientos naturalmente fracturados | Ernesto Pérez Martínez<br>Antonio Rojas Figueroa<br>Roberto Parra Olguín<br>José Francisco Guzmán Arévalo<br>Alfredo Freites Camacaro |

## Febrero

| Título | Autor (es) |
|---|---|
| Hydraulic fracture assisted with coiled tubing in unconventional wells: lessons learned and case histories from northern Mexico | Elías López Bonetti<br>Omar Guzmán<br>Oscar Araujo<br>Enrique Basurto<br>Hazael Castillo |
| Modelo anular de flujo en la vecindad del pozo con fluidos newtonianos para yacimientos de alto fracturamiento | Carlos Deolarte Guerrero<br>Eric Emanuel Luna Rojero |
| Plan para la reactivación de producción del Campo Carrizo | Javier Molina Ocampo<br>Oralia Rodríguez Suárez |

## Marzo

| Título | Autor (es) |
|---|---|
| Evaluación petrofísica con registros de alta resolución: una metodología para incrementar la estimación de net pay en yacimientos siliciclásticos laminares | Javier Méndez de León<br>Marco A. Cabrera Rivera |
| Análisis de pruebas de impulso con tiempo de producción corto dominado por almacenamiento y daño, ejemplos de campo | Mario A. Vásquez Cruz<br>Rodolfo G. Camacho Velazquez<br>Gorgonio Fuentes Cruz |
| Pruebas de laboratorio, una fuente elemental en el diagnóstico y éxito de la estimulación de pozos | Yuri de Antuñano Muñoz<br>Jorge A. Arévalo Villagrán<br>Michael Lysandrou Costa |
| Comportamiento de flujo en sistemas de nanoporos – aplicaciones a shale gas | Nancy Hernández<br>Thomas A.<br>Jorge A. Arévalo Villagrán |

## Abril

| Título | Autor (es) |
|---|---|
| Comunicación artificial entre yacimientos compartimentalizados, para maximizar el valor en campos costa fuera con infraestructura existente | Vladimir Martínez Bernardino<br>Fernando Ascencio Cendejas<br>Héber Cinco Ley |
| Aplicación de transformada ondicular discreta bidimensional (DWT-2D) a registros geofísicos de imágenes de pozo en la determinación de la distribución de porosidad secundaria | Enrique Coconi Morales<br>Gerardo Ronquillo Jarillo<br>Fernando Castrejón Vacío |
| Estrategias de incremento de la producción de aceite en el complejo Antonio J. Bermúdez: próximo reto después de lograr el mantenimiento de la producción | Rafael Guerrero Altamirano<br>Héctor Agustín Mandujano Santiago |
| Desarrollo de una proceso integral para el transporte de crudos pesados. Estudio para la formación y ruptura de emulsiones O/W mediante biotensoactivos | Rafael Martínez Palou<br>Ricardo Cerón<br>Alba Adriana Vallejo Cardona<br>Jesús Reyes Ávila<br>Benjamín Chávez Gómez<br>Graciela García Coloca<br>Mario Ramírez de Santiago<br>César Bernal Huicochea<br>Juan de la Cruz Clavel<br>Jorge Aburto |

## Mayo

| Título | Autor (es) |
|---|---|
| Play hipotético pre-sal en aguas profundas del Golfo de México | Lino Rosendo Miranda Peralta<br>Alejandro Cárdenas Alvarado<br>Rodrigo Maldonado Villalón<br>Enrique Reyes Tovar<br>José Ruiz Morales<br>Carlos Williams Rojas |
| Uso de monitoreo microsísmico para optimizar fracturamientos hidráulicos en Chicontepec | Guillermo Gutiérrez<br>Juan G. García<br>Eber Medina<br>Javier Salguero |
| Aplicación de imágenes de pozo para caracterizar litofacies prospectivas en pozos de aguas profundas | Monserrat Estopier Vera<br>Javier Contreras,<br>Leonardo Enrique Aguilera<br>Francisco Espitia<br>Pedro Aviña Toledano |
| Perforación exitosa del pozo Terra 11 horizontal en yacimientos mesozoicos de baja permeabilidad | Aly Giovanni Morán García<br>Agustín Moreno Rosas<br>Guadalupe Rodríguez García |
| IsoMetrix; Isometrically sampled towed-streamer marine seismic data | Tim Bunting<br>Pete Watterson<br>Massimiliano Vassallo |

## Junio

| Título | Autor (es) |
|---|---|
| Campo Akal, estrategias para maximizar el factor de recuperación aprovechando el efecto del drene gravitacional en la explotación del campo | Miguel Angel Lozada Aguilar<br>Marcos Torres Fuentes<br>Guadalupe Luna Camarillo |
| Primera corrida de novedoso concepto de barrena híbrida impulsado por un motor de alta eficiencia establece, un nuevo punto de referencia en la perforación del Cretácico en México, Región Marina | Oscar Manuel Delgadillo Reed<br>Andrés José Belloso Damiano<br>Serafín Alexander Espinoza Aldaz<br>Ricardo Ramírez Lara |
| Caracterización geoquímica del agua producida en los pozos del Cretácico de los campos Ku, Maloob y Zaap | María de Jesús Correa López<br>Antonio Rojas Figueroa |
| Conceptos para incrementar la producción de aceite en yacimientos turbidíticos de baja permeabilidad | Guillermo Gutiérrez Murillo<br>Javier Salguero Centeno<br>Carolina Henríquez<br>Anabel Pérez Ramírez |

## Julio

| Título | Autor (es) |
|---|---|
| Modelado estático del campo Cantarell y verificación de predicciones con pozos recientemente perforados, Sonda de Campeche, México | José Manuel Morales Ramírez<br>Carlos Ulises Pérez González<br>Héctor Márquez Álvarez |
| Ampliando los límites de diagnósticos de producción a través de registros PLT con fibra óptica: casos de México | David Tornez Luvio<br>Ismael Díaz Hernández<br>Neil Sookram<br>Rodrigo Avilés Miranda<br>Luis Eugenio Dávila De Gárate<br>Ernesto Franco Delgado<br>Iván Pérez Hernández<br>Edher Ramírez Loaeza<br>Mariervy Urbina Gerardino<br>Abdenago Zambrano Pina |
| Problemáticas y soluciones para la separación y bombeo de crudo pesado 13°API en el Activo de producción Ku-Maloob-Zaap | Fredy López Samado<br>Nelly Villegas García |
| Modelado geológico–maximizando la integración del conocimiento | Hugo Saucedo Reyes<br>Moisés Huicochea Campos |
| Caracterización de reservorio no convencional del Jurásico Superior del Noreste de México | Javier Alejandro Carrero Zambrano<br>Juan Moirano<br>Juan Tavella<br>Gabriela Zanca<br>Marco Vázquez García<br>Humberto Salazar Soto<br>Carlos García Gutiérrez |

## Agosto

| Título | Autor (es) |
|---|---|
| Estimación de la saturación de aceite remanente (SOR) empleando mediciones resistivas, dieléctricas y datos de núcleos, para las rocas cretácicas del campo KMZ | Juan Gerardo del Ángel Morales<br>María de Jesús Correa López<br>Javier Ángeles Zúñiga |
| Análisis de la efectividad de la roca almacén en los plays terciarios de la región marina área Coatzacoalcos – Holok | Ricardo Trejo Ramírez<br>Primo Dionisio Chávez Vázquez |

| | |
|---|---|
| Desarrollo no convencional de un yacimiento naturalmente fracturado (YNF) en el campo Furbero del APATG | David de Israel Ruiz Torres<br>Héctor Bernal Ramírez<br>Ma. Lidia de la Huerta Cobos<br>Iveth Leticia Bache Canella<br>Larissa G. Spinoso Calderón<br>Miguel González González |
| Monitoreo continuo del avance de los contactos agua–aceite y gas-aceite mediante pozos monitores–productores en el APKMZ, caso Zaap-50 | Luis Norberto Velázquez Bueno<br>Jesus Rodríguez Román<br>Antonio Rojas Figueroa |

## Septiembre

| **Título** | **Autor (es)** |
|---|---|
| Efectos de la inyección de nitrógeno | Carlos Alberto Estrada Sinco<br>Mónica Alejandra Ancona Albor<br>Rafael Guerrero Altamirano<br>Lorena Elizabeth Bejarano Acosta<br>Carlos A. Rodney Martínez |
| Sartas de velocidad para mantener flujo continuo en pozos de gas con carga de líquidos | Jesús Guerra Abad<br>Claudio Nieto García |
| Obtención de la compresibilidad, como una propiedad en un modelo 3D, en yacimientos naturalmente fracturados. Caso de aplicación: campo May | Susana Galicia Muñoz<br>Oscar Darío Xochipa López<br>Claudia Pedraza Martínez<br>Adán García Quirino<br>Miguel Ángel Molina Ayala |
| Análisis geológico integral desde el punto de vista de explotación en los campos del norte de la Sonda de Campeche | Enrique Ortuño Maldonado<br>César Cabrera Cuervo<br>Marco Ortuño Rivera |

## Octubre

| **Título** | **Autor (es)** |
|---|---|
| Modelo estático 3D de doble porosidad de un campo de crudo extrapesado | Antonio Cervantes Velázquez |
| Expectativas de la industria petrolera con relación a los nuevos ingenieros petroleros | Mario A. Vásquez Cruz<br>Rodolfo G. Camacho Velázquez |

| | |
|---|---|
| Avances en la caracterización integral de un yacimiento naturalmente fracturado vugular, el caso Ayatsil-Tekel | Rodolfo Camacho Velázquez<br>Norma Fuenleal Martínez<br>Tomás Castillo Rodríguez<br>Susana Gómez Gómez<br>Gustavo Ramos<br>Carlos Minutti Martínez<br>Mario Vásquez Cruz<br>Alejandro Mesejo<br>Gorgonio Fuentes Cruz |
| Análisis de pruebas de presión en yacimientos fracturados fractales | Abraham de Swaan Oliva<br>Sergio Berumen Campos |

## Noviembre

| **Título** | **Autor (es)** |
|---|---|
| Bombeo neumático, una ventana tecnológica para incrementar la producción en yacimientos de gas y condensado: criterios de selección | Jesús Guerra Abad<br>Erik Torres Marten<br>Sergio García J<br>Claudio Nieto García |
| Identificando zonas de riesgo geomecánico en pozos complejos usando datos de perforación en tiempo real | John Byron Ángel Álvarez<br>Gildardo Osorio Gallego<br>Darwin Mateus Tarazona<br>César Augusto Ochoa |
| Impacto de la caracterización de yacimientos en el desarrollo de campos estratégicos en aguas profundas, caso Lakach-México | Francisco Machuca Sánchez<br>Francisco Flamenco López<br>Rommel David García Montoya<br>Diana Norma Vázquez Feregrino<br>David Olivares López |
| Metodología estocástica integral para evaluación de proyectos exploratorios, considerando incertidumbre de la información e interdependencia probabilística entre prospectos y diferentes objetivos geológicos | Medardo Yáñez<br>Karina Semeco<br>Michele Leccese<br>Pedro Gil<br>José Fariñas<br>Miguel Agüero |

## Diciembre

| Título | Autor (es) |
|---|---|
| Compensación del efecto de anomalías someras en datos de aguas profundas del Golfo de México con tomografía y migración Q | Ibrahim Zoukaneri<br>Rafael Clemente Martínez<br>Carlos Rosas Lara<br>Paola Godínez<br>Andrés Peña |
| Integrated analysis to identify and prevent formation damage caused by completion brines: a Colombian field application | Manuel Guillermo Jaimes Plata<br>R.D. Castillo,<br>A. Villar,<br>M.A. Escobar<br>R., Dorado |
| Optimización del movimiento de equipos de perforación y reparación de pozos considerando riesgos | Eduardo Poblano Romero<br>Juan Manuel Hernández Espinosa |
| Prueba piloto de inyección de gas en el campo Abkatun centro: reactivación de un yacimiento naturalmente fracturado maduro mediante un proceso de doble desplazamiento | Sergio García Reyes<br>Pamela Maldonado Alonso Alfredo León García<br>Oswaldo Quijada Galdona |

# Política Editorial

Ingeniería Petrolera es una publicación mensual de investigación científica editada por la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, AC (AIPM), que tiene como objetivo difundir investigación original relacionada con el área de la ingeniería petrolera en todas las categorías siguientes:

1. Geología
2. Geofísica
3. Yacimientos
4. Sistemas de Producción y Comercialización de Hidrocarburos
5. Intervención a Pozos
6. Seguridad Industrial, Higiene y Protección Ambiental
7. Administración y Negocios
8. Recursos Humanos y Tecnología de Información
9. Desarrollo y Optimización de la Explotación de Campos

La revista *Ingeniería Petrolera* es un espacio abierto para investigadores y profesionales interesados en dar a conocer sus trabajos e incluye artículos en español e inglés.

La revista *Ingeniería Petrolera* tiene como objetivo contribuir al progreso y la divulgación de la Ingeniería Petrolera en México, promover el estudio y la investigación científica entre sus miembros y fomentar la fraternidad entre los mismos, tiene como misión ser una tribuna técnica para los ingenieros que laboran directa o indirectamente en la industria petrolera y su visón es dar a conocer trabajos inéditos relacionados con el área petrolera en México y en el Mundo en idiomas español e inglés.

## Información para los autores

*Manuscritos*

Los especialistas que colaboren con artículos de investigación deberán integrarlos bajo las siguientes normas editoriales de la publicación:

1. Los manuscritos elaborados en español o en inglés deberán ser enviados a la Comisión Nacional Editorial y Comisión Nacional de Estudios, revista_aipm@aipmac.org.mx; dgarcian@aipmac.org.mx con una extensión máxima de 20 cuartillas, incluyendo tablas, gráficas, figuras, fotografías, etcétera, las cuales deberán ser colocadas en el lugar correspondiente y enviadas en formato TIFF o JPG con calidad mínima de 300 dpi.

2. Debe ser escrito a una columna con márgenes de 3 cm de lado izquierdo y 2 cm en los lados restantes. El espaciado interlineal debe ser de 1.5, con fuente Arial de 12 puntos para el texto y de 14 puntos para los títulos, utilizando los acentos ortográficos correspondientes en letras mayúsculas. El procesador de palabras deberá ser Microsoft Word.

3. El encabezado del artículo deberá integrar la siguiente información:

   - Título del trabajo en inglés y español: deberá ser corto y conciso sin que exceda de 15 palabras.
   - Datos de los autores y coautores: nombre completo, institución a la que pertenecen, dirección postal, teléfono(s), direcciones y correo electrónico.
   - Resumen: Elaborar uno en español y otro en inglés, los cuales no excedan de 250 palabras cada uno.
   - Palabras clave en español e inglés: Incluir seis descriptores en inglés y en español para facilitar la recuperación de la información en las bases de datos especializadas.

4. La estructura de los artículos deberá contener:

   - Introducción
   - Desarrollo del tema
   - Conclusiones
   - Nomenclaturas
   - Agradecimientos
   - Apéndices (en su caso)
   - Referencias
   - Trayectoria profesional de cada autor

5. Las expresiones matemáticas deberán ser escritas claramente, cuidando que sean legibles los símbolos y utilizando el Sistema Internacional de Unidades.

6. Las referencias enunciadas en el desarrollo de los trabajos deberán anotarse indicando el apellido del autor y el año de su publicación, por ejemplo: "Recientemente, Gracia (1996)..." o bien "En un trabajo reciente (Gracia, 1996)"... Para tres autores o más: Gracia *et al*. (1996) o (Gracia *et*

*al*., 1996). Estas referencias se citarán al final del texto y en orden alfabético al final del trabajo, de acuerdo al manual establecido por la SPE Publication Style Guide:

**Libros**

Bourdet, D. 2002. *Well Test Analysis: the Use of Advanced Interpretation Models*. Amsterdam: Elsevier.

**Artículos**

Hernández García, M.A. 2011. Desarrollo del Campo Cauchy: Caso de Éxito en la Región Norte. *Ingeniería Petrolera* **LII** (2): 19-35.

Soliman, M.Y., Miranda, C. and Wang, H.M. 2010. Application of After-Closure Analysis to a Dual-Porosity Formation, to CBM, and to a Fractured Horizontal Well. *SPE Prod & Oper* **25** (4): 472-483. SPE-124135-PA. http://dx.doi.org/10.2118/10.2118/124135-PA

**Conferencia, reunión, etc.**

Al-Khalifa, A.J. y Odeh, A.S. 1989. Well Test Analysis in Oil Reservoirs with Gas Caps and/or Water Aquifers. Artículo SPE 19842, presentado en: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, octubre 8-11. http://dx.doi.org/10.2118/19842-MS.

**Tesis**

Pérez Martínez, E. 2011. Estudio de Conificación de Agua en Yacimientos Naturalmente Fracturados. Tesis de Maestría, UNAM, Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería, México, D.F.

Miguel Hernández, N. 2002. Scaling Parameters for Characterizing Gravity Drainage in Naturally Fractured Reservoir. PhD dissertation, University of Texas at Austin, Austin, Texas.

**PDF (en línea)**

Secretaría de Energía. Dirección de Planeación Energética. 2011. Balance Nacional de Energía 2010. http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2011/Balance%20Nacional%20de%20Energía%202010_2.pdf (descargado el 1 de febrero de 2010).

**Normas**

NRF-005-PEMEX-2000. Protección Interior de Ductos con Inhibidores. 2000. México, D.F.: PEMEX, Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

**Software**

Eclipse Reservoir Engineering Software. 2005. Schlumberger, http://www.slb.com/content/services/software/resent/.

7. Los autores deberán anotar una semblanza de su trayectoria profesional que no rebase las 100 palabras en el idioma en que se escribió el artículo, éstas se ubicarán después de las referencias.

*Autores*

- El autor deberá ceder los derechos a la revista *Ingeniería Petrolera* de la AIPM.
- El artículo deberá ser original y compromete a sus autores a no someterlo simultáneamente a la consideración de otra publicación.
- La responsabilidad del contenido de los artículos sometidos a la publicación corresponde a los autores.

*Evaluación*

Todos los artículos presentados serán valorados previamente por dos o más expertos del **Comité Técnico de Expertos de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México AC**, y posteriormente por la Comisión Editorial, quienes estudiarán su contenido y darán una opinión acerca su publicación. En este proceso participan especialistas reconocidos y de alto nivel en la materia, con habilidad y experiencia para evaluar de manera confiable y expedita, tanto la calidad y la originalidad, como el mérito del contenido de los artículos.

*Sobretiros*

Se enviarán gratuitamente **5** ejemplares de la publicación a los autores participantes de cada artículo publicado.

La revista Ingeniería Petrolera es impresa
por la Asociación de Ingenieros Petroleros de México A.C.

Esta edición se terminó de imprimir en diciembre de 2014
en México D.F. y consta de 1,000 ejemplares
más sobrantes para reposición.

Derechos reservados ©

Asociación de Ingenieros Petroleros de México A.C. 2014

Ingeniería Petrolera

www.aipmac.org.mx